L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA 1988

Direction de l'énergie électrique
Secteur de l'énergie
Énergie, Mines et Ressources Canada

Publié sous l'autorité du ministre
de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

90-00467/

Remerciements

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources remercie les services publics d'électricité et l'Association canadienne de l'électricité de leur collaboration à la préparation de cette publication.

On peut obtenir des exemplaires de cette publication sur demande à l'adresse suivante :
Centre de diffusion
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4
Tél. : (613) 995-3065
Fac-similé : (613) 996-9094

Also available in English: write to
Distribution Centre
Communications Branch
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4
Tel: (613) 995-3065
Facsimile: (613) 996-9094

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada, 1988
No de cat. M23-7/1988F
ISBN : 0-662-95450-5
ISSN : 0-821-8218

TABLE DES MATIÈRES

	Page
1. L'industrie de l'électricité au Canada	1
2. L'industrie canadienne de l'électricité au plan international	7
3. La consommation d'électricité	17
4. La production d'électricité	23
5. La capacité de production et les marges de réserve	28
6. Le commerce de l'électricité	36
7. Le transport	48
8. Investissement et financement des services d'électricité	54
9. Prix de revient et de vente	60
10. Perspectives d'avenir	66
ANNEXE A	
Tableau A1. Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1988	75
Tableau A2. Capacité installée et projetée, 1988	76
Tableau A3. Capacité thermique classique, par source principale	77
Tableau A4. Production d'énergie électrique par source principale, 1988	77
Tableau A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces	78
Tableau A6. Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1988	80
Tableau A7. Capacité de production par source	82
Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1988 et projets pour 1989-2013	87
ANNEXE B	
B1. Chronologie de réalisations et d'événements dans le domaine de l'énergie électrique au Canada	92
B2. Chronologie des interconnexions régionales	97
ANNEXE C	
C1. Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada	99
Définitions et abréviations	110

LISTE DES TABLEAUX

		Page
Tableau 1.1.	Principaux services publics du Canada par province	1
Tableau 1.2.	Capacité installée et production d'électricité des services publics et des autoproducteurs industriels, 1930-1988	2
Tableau 1.3.	Services publics d'électricité : avoirs, revenus et nombre d'employés, 1987	3
Tableau 2.1.	Comparaison internationale au regard de la capacité installée, 1986	7
Tableau 2.2.	Comparaison internationale par mode de production, 1986	8
Tableau 2.3.	Comparaison internationale du taux de consommation d'électricité par habitant, 1986	9
Tableau 2.4.	Comparaison internationale des taux d'accroissement de la consommation d'électricité	10
Tableau 2.5.	Comparaison internationale des exportations d'électricité, 1986	11
Tableau 2.6.	Comparaison internationale des importations d'électricité, 1986	12
Tableau 2.7.	Comparaison internationale de la consommation d'électricité par dollar du P.I.B. (intensité)	13
Tableau 2.8.	Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur résidentiel, 1988	14
Tableau 2.9.	Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur commercial, 1988	15
Tableau 2.10.	Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur industriel, 1988	16
Tableau 3.1.	Consommation d'électricité par province	18
Tableau 3.2.	Consommation d'électricité au Canada par secteur	18
Tableau 3.3.	Production, échanges et consommation d'électricité par province, 1988	20
Tableau 3.4.	Provinces : consommation d'électricité par habitant	21
Tableau 3.5.	Demande de pointe par province	21
Tableau 3.6.	Facteur de charge par province	22
Tableau 4.1.	Sources de production d'électricité	23
Tableau 4.2.	Production d'électricité par source, 1988	25
Tableau 4.3.	Production d'électricité par province	26
Tableau 4.4.	Sources utilisées pour produire de l'électricité au Canada	27
Tableau 4.5.	Consommation de combustibles fossiles par service public, 1988	27
Tableau 5.1.	Capacité installée par source d'énergie, 1960-1988	30
Tableau 5.2.	Capacité installée par source et par province, 1988	30

LISTE DES TABLEAUX (suite)

		Page
Tableau 5.3.	Capacité installée par province, 1960-1988	32
Tableau 5.4.	Principales centrales hydro-électriques au Canada, 1988	32
Tableau 5.5.	Principales centrales thermiques classiques au Canada, 1988	33
Tableau 5.6.	Centrales électronucléaires commerciales au Canada, 1988	33
Tableau 5.7.	Capacité excédentaire, 1988	34
Tableau 5.8.	Taux de capacité excédentaire, 1960-1988	34
Tableau 5.9.	Puissance hydro-électricité au Canada, 1988	35
Tableau 6.1.	Commerce canado-américain de l'électricité, 1960-1988	37
Tableau 6.2.	Répartition des exportations d'électricité aux États-Unis par type de transaction, 1960-1988	38
Tableau 6.3.	Prix moyen des exportations, 1960-1988	39
Tableau 6.4.	Sources des exportations canadiennes d'électricité, 1975-1988	40
Tableau 6.5.	Exportations d'électricité et recettes par province, 1987-1988	40
Tableau 6.6.	Exportations de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1988	41
Tableau 6.7.	Sources de l'électricité exportée par les provinces, 1988	41
Tableau 6.8.	Provinces exportatrices et marchés importateurs, 1988	42
Tableau 6.9.	Provinces : part des exportations totales, 1960-1988	44
Tableau 6.10.	Commerce canadien de ressources énergétiques, 1979-1988	45
Tableau 6.11.	Échanges d'électricité interprovinciaux, 1960-1988	46
Tableau 6.12.	Échanges interprovinciaux, 1979-1988	47
Tableau 7.1.	Longueur des circuits au Canada, 1988	49
Tableau 7.2.	Interconnexions provinciales à la fin de 1988	51
Tableau 7.3.	Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis	53
Tableau 8.1.	Investissement des services publics dans le secteur de l'énergie, 1971-1988	54
Tableau 8.2.	Dépenses d'investissement des industries du secteur énergétique, 1971-1988	55
Tableau 8.3.	Répartition de l'investissement en capital, 1971-1988	56
Tableau 8.4.	Investissement en capital des principaux services d'électricité	57

LISTE DES TABLEAUX (suite)

		Page
Tableau 8.5.	Dette à long terme et sources de financement des principaux services publics, 1987	58
Tableau 8.6.	Comparaison des taux d'endettement des services d'électricité du Canada et des États-Unis , 1984-1987	59
Tableau 9.1.	Taux d'inflation, d'intérêt et d'augmentation des coûts de construction, 1960-1988	60
Tableau 9.2.	Coût du combustible servant à la production d'électricité, 1969-1987	61
Tableau 9.3.	Produit moyen de la vente d'électricité par province, 1978-1987	62
Tableau 9.4.	États financiers des principaux services publics, 1987	63
Tableau 9.5.	Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1988 (en dollars)	64
Tableau 9.6.	Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1979-1988	65
Tableau 10.1.	Prévisions de la demande d'électricité intérieure	66
Tableau 10.2.	Prévisions de la demande de pointe intérieure	68
Tableau 10.3.	Prévisions de la capacité installée par province	68
Tableau 10.4.	Prévisions de la capacité installée par mode de production au Canada	69
Tableau 10.5.	Production d'électricité par province : prévisions des services publics	70
Tableau 10.6.	Prévisions de la production d'électricité par source d'énergie au Canada	71
Tableau 10.7.	Besoins en combustibles pour la production d'électricité	71
Tableau 10.8.	Dépenses en capital des principaux services publics, 1988-1998	72
Tableau 10.9.	Dépenses en capital par fonction, 1988-1998	72
Tableau 10.10.	Exportations d'électricité aux États-Unis	73

LISTE DES FIGURES

		Page
Figure 3.1.	Demande primaire d'énergie au Canada	17
Figure 3.2.	Demande secondaire d'énergie au Canada	17
Figure 3.3.	Production d'électricité, consommation et échanges nets, 1988	19
Figure 3.4.	Progression de la demande d'électricité en regard du P.I.B., 1960-1988	20
Figure 4.1.	Répartition par province des principales centrales, 1988	24
Figure 4.2.	Production par source	25
Figure 4.3.	Production par région	26
Figure 5.1.	Capacité installée par source d'énergie	29
Figure 5.2.	Capacité installée par région	29
Figure 5.3.	Performance mondiale des réacteurs nucléaires - à vie	31
Figure 6.1.	Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de marchandises, 1988	36
Figure 6.2.	Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de l'énergie, 1988	36
Figure 6.3.	Commerce de l'électricité, 1988	43
Figure 7.1.	Principaux réseaux de transport de longue distance au Canada, 1988	50
Figure 7.2.	Principales interconnexions provinciales et internationales, 1988	52
Figure 8.1.	Répartition de l'investissement en capital, 1988	55
Figure 9.1.	Indices des prix, 1971-1988	65
Figure 10.1.	Comparaison des prévisions de la demande d'électricité	67
Figure 10.2.	Diverses prévisions de la puissance installée	69
Figure 10.3.	Comparaison des prévisions de la production d'électricité	70
Figure 10.4.	Comparaison des prévisions des exportations d'électricité	73

1. L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

SA STRUCTURE

Aux termes de la Constitution canadienne, l'énergie électrique est un domaine de compétence presque exclusivement provinciale. De ce fait, l'industrie de l'électricité au pays s'est organisée suivant les contours des provinces et elle est, le plus souvent, hautement intégrée : quelques services publics prédominants assurent le gros de la production, du transport et de la distribution. Certains d'entre eux sont entre les mains d'intérêts privés, mais la majorité sont des sociétés d'État provinciales. Au tableau 1.1 figure la liste des principaux services publics.

Parmi ceux-ci, on retrouve huit sociétés d'État provinciales, quatre services privés, deux services municipaux et deux sociétés d'État relevant des gouvernements territoriaux. En 1988, les services publics provinciaux représentaient environ 85,1 % de la capacité installée totale et ont fourni environ 82,5 % de la production totale d'électricité. Les quatre services privés représentaient 5,8 % de la capacité totale du Canada et approximativement 7,4 % de la production totale. Les services publics municipaux affichaient 1,2 % de la capacité installée du pays, mais seulement 0,5 % de la production totale. Deux sociétés d'État desservant les territoires possédaient 0,3 % de la capacité installée totale et fournissaient 0,2 % de la production totale du pays.

En plus des seize principaux services publics, il existe au pays environ 60 établissements industriels autoproducteurs.

Tableau 1.1. Principaux services publics du Canada par province

Province	Service	Propriété
Terre-Neuve	Newfoundland and Labrador Hydro	Provinciale
	Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	Privée
Île-du-Prince-Édouard	Maritime Electric Co. Ltd.	Privée
Nouvell-Écosse	Nova Scotia Power Corporation	Provinciale
Nouveau Brunswick	New Brunswick Electric Power Commission	Provinciale
Québec	Hydro-Québec	Provinciale
Ontario	Ontario Hydro	Provinciale
Manitoba	Hydro-Manitoba	Provinciale
	Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg	Municipale
Saskatchewan	Saskatchewan Power Corporation	Provinciale
Alberta	Alberta Power Ltd.	Privée
	Edmonton Power	Municipale
	TransAlta Utilities Corporation	Privée
Colombie-Britannique	British Columbia Hydro and Power Authority	Provinciale
Yukon	Yukon Energy Corporation	Territoriale
Territoires du Nord-Ouest	Northwest Territories Power Corporation	Territoriale

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Il s'agit surtout d'usines de pâtes et papiers, d'exploitations minières et d'alumineries qui produisent de l'électricité avant tout pour subvenir à leurs propres besoins, mais quelques-uns en vendent à des réseaux de distribution municipaux ou à des services publics. En 1988, ces autoproducteurs industriels représentaient 6,1 % de la capacité installée totale et environ 7,8 % de la production totale du pays (voir le tableau 1.2).

Outre les principaux services publics et autoproducteurs industriels, il existe au Canada environ 364 services publics de moindre importance, dont 87 % sont situés en Ontario. En général, il s'agit de services municipaux qui, n'ayant aucune centrale, s'approvisionnent chez les principaux services de leur province. Il n'empêche que plusieurs petits services privés exploitent leurs propres centrales. En 1988, ces services de moindre importance assuraient 1,5 % de la capacité installée totale et ont fourni 1,6 % de la production totale.

SON APPORT ÉCONOMIQUE

L'industrie de l'électricité joue un rôle important dans l'économie canadienne. Comme le montre le tableau 1.3, elle comptait environ 93 000 employés en 1987, soit environ 0,9 % de l'emploi au pays. Les recettes totales ont atteint environ 18,6 milliards de dollars en 1987, contre 17,4 milliards en 1986, une augmentation de 6,9 %. De cette somme, 4,8 %, soit environ 0,9 milliard de dollars, proviennent des gains à l'exportation. La contribution de cette industrie au produit intérieur brut est en hausse : de 2,3 % en 1960, elle est passée à 2,5 % en 1970, puis à 3,0 % en 1980 et a atteint 3,2 % en 1987.

Le total des avoirs de l'industrie se chiffrait à environ 98,7 milliards de dollars en 1987, soit près de 7 % du capital-actions au pays, ce qui reflète la nature capitalistique de l'industrie. Ontario Hydro, Hydro-Québec et la British Columbia Hydro, les trois plus grands services d'électricité au Canada, se classent respectivement au premier, au deuxième et au sixième rang de toutes les sociétés canadiennes.

Tableau 1.2. Capacité installée et production d'électricité des services publics et des autoproducteurs industriels, 1930-1988

Année	Capacité installée		Production d'énergie	
	Services publics	Autoproducteurs industriels	Services publics	Autoproducteurs industriels
	(pour cent)			
1930	83	17	93	7
1940	84	16	91	9
1950	83	17	88	12
1960	80	20	78	22
1965	82	18	77	23
1970	88	12	84	16
1975	90	10	87	13
1980	92	8	89	11
1981	92	8	90	10
1982	93	7	90	10
1983	93	7	90	10
1984	93	7	91	9
1985	93	7	92	8
1986	94	6	92	8
1987	94	6	91	9
1988	94	6	92	8

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume II**, Statistique Canada, 57-202, 57-001*

LES SERVICES PUBLICS CANADIENS

Terre-Neuve

À Terre-Neuve, deux réseaux, la Newfoundland Light & Power Company Limited (NLPC) et la Newfoundland & Labrador Hydro (NLH), dominent le marché de production et de distribution, desservant près de 200 000 abonnés.

Principal détaillant d'électricité dans l'île, la NLPC, service privé, fut constituée en 1966 par le fusionnement de la St. John's Electric Light Company Limited, de la United Towns Electric Company Limited et de la Union Electric Light and Power

Company. La NLPC achète environ 89 % de ses approvisionnements en électricité de la NLH et produit le reste à même ses centrales hydro-électriques.

La NLH, société d'État provinciale, a pour mandat de produire et de transporter de l'électricité dans la province. Créée en vertu d'une loi adoptée en 1954 par l'Assemblée législative, la NLH a été constituée en société en 1975. Elle est la société mère d'un consortium qui comprend la Churchill Falls (Labrador) Corporation (CFLCo), la Lower

Tableau 1.3. Services publics d'électricité : avoirs, recettes et nombre d'employés, 1987

Service	Avoirs	Recettes	Nombre d'employés
	(en millions $)		(personnes)
Principaux services			
Newfoundland and Labrador Hydro	2 147	332	1 355
Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	390	251	914
Maritime Electric Co. Ltd.	93	61	202
Nova Scotia Power Corporation	1 509	510	2 420
Énergie Nouveau-Brunswick	2 846	867	2 410
Hydro-Québec	31 659	5 095	22 264
Ontario Hydro	32 657	5 280	32 147
Hydro-Manitoba	3 832	580	4 222
Réseau hydro-électrique de la vile de Winnipeg	123	92	648
SaskPower*	2 939	859	2 881
TransAlta Utilities	3 684	925	2 515
Edmonton Power	1 129	280	913
Alberta Power Ltd.	1 414	409	1 393
B.C. Hydro and Power Authority*	9 561	2 110	6 419
Yukon Energy Corporation	95	26	86
Commission de l'énergie du Nord canadien	138	76	354
Autres	4 465	865	11 644
Canada	98 681	18 618	92 787

* *Y compris l'activité dans le secteur du gaz naturel.*

Source : Rapports annuels des services publics d'électricité

Churchill Development Corporation (LCDC), la Twin Falls Power Corporation Limited, la Gull Island Power Co. Ltd. et la Power Distribution District of Newfoundland and Labrador. La NLH détient 51 % des actions de la LCDC, tandis que le reste est la propriété du gouvernement du Canada. Par l'intermédiaire de la CFLCo, la NLH possède et exploite la centrale de Churchill Falls, l'une des plus importantes au monde. Sur l'île de Terre-Neuve, la NLH produit de l'électricité à partir de l'énergie hydraulique et du pétrole.

Île-du-Prince-Édouard

La Maritime Electric Company Limited (MECL), société privée desservant l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) depuis 1918, possède et exploite un réseau entièrement intégré de production, de transport et de distribution de l'électricité dans toute l'île. La MECL exploite deux centrales au mazout et détient 10 % des intérêts dans la tranche 2 de la centrale mixte (charbon\mazout) de Dalhousie (N.-B.), exploitée par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. Elle loue du gouvernement de l'Î.-P.-É. l'interconnexion par câble sous-marin qui relie le Nouveau-Brunswick et l'île. Principal distributeur de l'île, la MECL dessert environ 48 600 clients. Le service d'électricité municipal de la ville de Summerside, qui possède son propre réseau de distribution, achète de l'énergie de la MECL.

Nouvelle-Écosse

Constituée en société d'État en 1973, la Nova Scotia Power Corporation (NSPC) a pour mandat de produire et de distribuer de l'électricité dans la province. Presque toute l'électricité de la NSPC provient de sources thermiques, le charbon étant à la base de plus de la moitié de sa production. La société exploite également des centrales hydro-électriques et au mazout; de plus, elle achète de l'énergie du Nouveau-Brunswick. La centrale Lingan, située dans l'île du Cap-Breton, fournit la plus grande partie de la production provinciale. En 1988, la NSPC comptait environ 350 000 abonnés.

Nouveau-Brunswick

Créée en vertu d'une loi provinciale adoptée en 1920, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie N.-B.) a pour mandat de produire et de distribuer l'électricité dans toutes les régions de la province. Énergie N.-B., qui possède et exploite 14 centrales, obtient son électricité de sources nucléaires, hydrauliques et thermiques; elle en achète également du Québec. En 1988, elle comptait 253 000 abonnés, en sus des 39 000 clients des services municipaux de distribution auxquels elle vend de l'électricité.

Québec

Hydro-Québec, société d'État, a été créée par l'Assemblée nationale en 1944 avec pour mandat de produire, de transporter et de distribuer presque toute l'électricité vendue au Québec. Grâce à son parc de centrales hydro-électriques réparties à travers la province, la quasi-totalité de l'électricité qu'elle produit est d'origine hydraulique. Hydro-Québec compte actuellement plus de 3,0 millions de clients. Hydro-Québec a la propriété exclusive de cinq filiales : la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ), qui a exécuté la phase 1 du complexe La Grande et qui gère les grands travaux de construction pour la société mère; Hydro-Québec International, qui fournit des services d'experts - conseils et d'ingénierie pour des projets d'aménagement à l'étranger; la Société de transmission électrique de Cedars Rapids ltée, qui exporte vers l'État de New York; Somarex inc., mise sur pied pour financer, construire et exploiter une ligne de transport dans l'État du Maine et, enfin, Nouveler inc., qui encourage les économies d'énergie et les énergies de remplacement. Hydro-Québec détient également des actions dans la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, qui exploite la centrale de Churchill Falls.

Ontario

Ontario Hydro, société d'État provinciale, a été créée en 1906 par l'Assemblée législative de la province. La société possède des pouvoirs étendus en matière de production, d'achat et de livraison d'énergie électrique dans toute la province, et ses activités sont actuellement régies par la *Loi sur la Société provinciale de l'électricité*. Ontario Hydro doit d'abord fournir de l'énergie aux 316 services municipaux de la province qui en assurent la distribution à leurs clients. En 1988, plus de 3,3 millions de clients étaient desservis par Ontario Hydro et les services municipaux de la province. Par ailleurs, Ontario Hydro alimente directement une centaine de clients industriels importants et

environ 800 000 consommateurs de régions rurales ou d'agglomérations qui ne sont pas desservies par des services municipaux. L'électricité fournie par Ontario Hydro est d'origine thermique, nucléaire et hydraulique.

Il existe également dans la province de petits services régionaux. La Great Lakes Power Limited, par exemple, exploite un réseau privé de production et de distribution d'électricité à Sault-Ste-Marie et dans les environs. Ce service possède neuf centrales hydro-électriques situées principalement sur deux rivières qui se jettent dans l'extrémité est du lac Supérieur. De nouvelles installations sont en chantier sur la rivière Magpie. En 1988, ce service du Nord de l'Ontario desservait environ 10 000 abonnés directement et 30 000 indirectement.

Manitoba

Société d'État constituée en 1949 par l'Assemblée législative de la province, la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba) possède des pouvoirs étendus en matière de production d'électricité et elle est assujettie à la *Loi sur Hydro-Manitoba de 1970*. Hydro-Manitoba produit la quasi-totalité de l'électricité de la province à même ses centrales hydro-électriques réparties dans le bassin des fleuves Churchill et Nelson dans le Nord. Elle distribue de l'électricité à travers toute la province, sauf dans le centre de Winnipeg, qui est desservi par le Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg. Ces deux services fonctionnent en tant que réseau intégré de production et de transport d'électricité. En 1988, la société Hydro-Manitoba comptait plus de 360 000 abonnés et le Réseau de la ville de Winnipeg, près de 113 000 clients.

Saskatchewan

La Saskatchewan Power Corporation (SaskPower), société d'État, a été créée en vertu de la *Power Corporation Act de 1950*. La Loi lui confère le mandat de produire, de transporter et de distribuer le gaz naturel et l'électricité. À la fin de 1988, la société comptait plus de 400 000 abonnés. Presque toute l'électricité est produite à partir d'énergie thermique. En 1988, les opérations gazières de la SaskPower ont été confiées à une société distincte : la Saskatchewan Energy Corporation (SaskEnergy). La SaskEnergy possède deux filiales à part entière : la TransGas Limited et la Provincial Gas Ltd. La SaskEnergy dessert près de 280 000 abonnés.

Alberta

L'Alberta compte trois grands services d'électricité : la TransAlta Utilities Corporation, l'Alberta Power Limited et l'Edmonton Power, qui répondent à environ 91 % des besoins en énergie électrique de la province. Ces services sont interconnectés par un réseau de transport qui appartient, en grande partie, à la TransAlta. L'industrie satisfait au reste, soit 9 % de la consommation d'électricité de l'Alberta. Environ 92 % de l'électricité produite en Alberta provient de centrales au charbon de grandes dimensions.

La TransAlta Utilities Corporation, anciennement la Calgary Power Limited, est le plus important service d'électricité privé au Canada. Constituée en vertu des lois canadiennes, la société assure la production et la distribution de l'électricité dans la province depuis 1911. Elle répond à près de 71 % des besoins en énergie électrique de l'Alberta et dessert plus de la moitié de la population. En 1988, la société comptait plus de 290 000 abonnés directs et desservait indirectement 300 000 clients par l'entremise de contrats de vente d'électricité au gros. La TransAlta possède quatre filiales : la TransAlta Resources Corporation, la TransAlta Fly Ash Ltd., la Kanelk Transmission Co. Ltd. et la Farm Electric Services Ltd.

La société Alberta Power Limited, constituée en 1972, est également un service privé, filiale de la Canadian Utilities Ltd. Ses activités sont concentrées dans le Centre-Est et le Nord de la province. L'Alberta Power, qui répondait à environ 19 % de la demande totale d'électricité de la province en 1988, comptait environ 150 000 clients.

L'Edmonton Power a la plus grande capacité de production de tous les services municipaux au pays. Depuis sa création en 1902, son rythme d'expansion a suivi celui de la ville d'Edmonton. Bien qu'il n'ait répondu qu'à 1,4 % des besoins de l'Alberta, le service détenait 15 % du marché total de l'électricité de la province en 1988 et comptait plus de 235 000 clients. La TransAlta Utilities et l'Alberta Power sont ses plus grands fournisseurs d'électricité.

Colombie-Britannique

La British Columbia Hydro and Power Authority (B.C. Hydro) est une société d'État établie en 1962. Son réseau de production et de distribution s'étend à toute la province, à l'exception de la région sud de l'Intérieur desservie par la West Kootenay Power and Light Company Limited. La B.C. Hydro est le troisième service public en importance au Canada. Elle produit et transporte de l'électricité, et en distribue à plus de 1,2 million de clients, dans la zone où se concentre plus de 90 % de la population de la Colombie-Britannique.

En 1988, une restructuration majeure au sein de la B.C. Hydro a permis à cette dernière de privatiser, en tout ou en partie, ses opérations gazières et ferroviaires. De plus, un certain nombre de filiales furent créées. La British Columbia Power Export Corporation (Powerex) agira à titre de société provinciale d'exportation d'électricité. La Powertech Laboratories Inc. fut créée à la suite de la dissolution de la division de la recherche et développement de la B.C. Hydro. la Western Information Systems Inc. et La Western Integrated Technologies Inc. fut créée à la suite de la réorganisation des divisions du management et des services informatiques.

La West Kootenay Power est un service d'électricité privé qui dessert la partie sud de l'Intérieur; elle produit et distribue de l'hydro-électricité directement à plus 60 000 abonnés répartis sur son territoire, en plus d'en vendre en gros à sept services qui comptent près de 38 000 clients. La West Kootenay Power est une filiale à part entière de la UtiliCorp United Inc. (société américaine du Missouri).

Yukon

Deux services d'électricité desservent le Yukon. La Yukon Energy Corporation est la plus importante pour ce qui est des revenus et de la capacité installée. Elle est une société d'État territoriale, instituée afin de se charger des avoirs du Yukon au sein de la Commission d'énergie du Nord canadien (CENC). La Yukon Development Corporation (société mère de la Yukon Energy Corporation) a conclu une entente de gérance d'une durée de cinq ans avec la Yukon Electrical Company Limited (YECL) afin que cette dernière gère l'avoir du nouveau service public, achète l'électricité produite par la Yukon Energy Corporation et la distribue aux clients de cette dernière.

En plus de ses responsabilités auprès de la Yukon Energy Corporation, la YECL, une filiale de la Canadian Utilities Limited, dessert dix-huit communautés du Yukon incluant Whitehorse. La YECL comble la majorité de ses besoins énergétiques par des achats faits auprès de la Yukon Energy Corporation.

Territoires du Nord-Ouest

La Northwest Territories Power Corporation (NWTPC) et la Northland Utilities Enterprises Limited (Northland) desservent les Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.). La NWTPC (société d'État territoriale), créée en 1988 afin de prendre en main les installations des T.N.-O. au sein de la Commission d'énergie du Nord canadien, est la plus importante. Elle dessert 51 collectivités des T.N.-O. et vend en gros de l'électricité à la Northland Utilities Enterprises Limited.

La Northland, société privée d'électricité, est une filiale de la Canadian Utilities Limited. Elle dessert sept communautés situées dans le sud-ouest des T.N.-O.

2. L'INDUSTRIE CANADIENNE DE L'ÉLECTRICITÉ AU PLAN INTERNATIONAL

Sur le plan international, le Canada joue non seulement un rôle prépondérant en tant que chef de file en matière de transport d'électricité, mais aussi en tant que producteur et consommateur d'électricité.

En 1986, le Canada se classait quatrième au monde derrière les États-Unis, l'URSS et le Japon aussi bien en termes de capacité de production que de puissance installée (voir les tableaux 2.1 et 2.2). Sa capacité de production et sa puissance installée comptaient pour 5 % et 4 % du total mondial, respectivement. En outre, le Canada a été le principal producteur d'hydro-électricité en 1986, avec 311 TW.h, soit 15 % de la production mondiale d'origine hydraulique (voir le tableau 2.2).

En termes de consommation d'électricité par habitant, le Canada se classait deuxième en 1986 derrière la Norvège (voir le tableau 2.3). Entre 1984 et 1986, le Canada a été l'un des rares pays industrialisés à avoir observé un fort taux de consommation. En général, ce sont les pays en voie de développement qui ont affiché les plus fortes hausses, l'industrialisation de nombre d'entre eux se traduisant par un bond de la consommation d'électricité (voir le tableau 2.4).

Tableau 2.1. Comparaison internationale au regard de la capacité installée, 1986*

Pays	Thermique classique	Hydraulique	Nucléaire	Géothermique	Total
			(MW)		
États-Unis	547 111	84 152	86 548	1 633	719 444
URSS	229 420	62 141	30 110	0	321 671
Japon	111 800	35 150	26 165	214	173 329
Canada	30 600	56 800	11 000	0	98 400
France	24 600	22 800	44 700	0	92 100
Chine	60 000	27 000	0	0	87 000
Allemagne de l'Ouest	57 076	6 710	18 874	3	82 660
Royaume-Uni	55 177	4 190	7 144	1	66 512
Italie	36 617	17 863	1 273	452	56 205
Inde	37 494	15 965	1 230	0	54 689
Brésil	6 390	37 702	657	0	44 749
Espagne	15 102	14 431	5 546	0	35 079
Australie	26 199	7 029	0	250	33 478
Suède	7 634	15 813	9 648	5	33 100
Pologne	27 797	1 976	0	0	29 773
Afrique du Sud	23 190	572	965	0	24 727
Mexique	17 059	6 601	0	425	24 085
Norvège	254	23 418	0	0	23 672
Allemagne de l'Est	18 385	1 844	1 830	0	22 059
Tchécoslovaquie	14 614	2 897	2 860	0	20 371
Total mondial**	1 614 128 (6,6 %)	566 823 (23,0 %)	274 504 (11,2 %)	4 981 (0,2 %)	2 460 436 (100 %)

* *Présente la ventilation par mode de production pour les vingt pays en tête de liste.*

** *Les données utilisées pour obtenir la capacité installée mondiale proviennent de l'Annuaire des statistiques de l'énergie des Nations Unies.*

*Source : **Annuaire des statistiques de l'énergie, 1986**, Nations Unies, pp. 322-348*

Pour ce qui est de l'intensité de la consommation dans l'ensemble des 24 pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), le Canada a connu une hausse plus rapide que la Norvège (voir le tableau 2.7) Aux tableaux 2.8, 2.9 et 2.10, où l'on retrouve les tarifs d'électricité pour les secteurs industriel et résidentiel respectivement, on ne peut que constater la très grande concurrence des tarifs en vigueur au Canada. C'est au Japon que l'on trouvait les tarifs les plus élevés, dû en partie à une importante augmentation de la valeur du yen.

Enfin, en 1986, le Canada se classait au premier rang des pays exportateurs avec 18 % des exportations mondiales totales (voir le tableau 2.5).

Tableau 2.2. Comparaison internationale par mode de production, 1986*

	Thermique classique	Hydraulique	Nucléaire	Géothermique	Total
			(GW.h)		
États-Unis	1 861 601	294 594	414 038	12 277	2582 510
URSS	1 222 348	215 738	160 804	0	1 598 890
Japon	415 350	86 560	168 310	1 550	671 770
Canada	86 602	310 702	71 267	0	468 571
Chine	344 130	100 000	0	0	444 130
Allegmagne de l'Ouest	270 141	16 664	119 580	0	406 386
France	40 786	60 859	241 400	0	343 045
Royaume-Uni	235 009	4 067	59 079	1	298 156
Brésil	18 859	182 615	144	0	201 618
Inde	143 788	53 764	5 022	0	202 574
Italie	136 281	41 190	8 758	2 760	188 989
Pologne	136 512	3 782	0	0	140 294
Suède	7 080	60 694	70 243	6	138 023
Espagne	63 953	26 314	37 446	0	127 713
Afrique du Sud	117 662	733	3 925	0	122 320
Australie	111 307	15 515	0	837	127 659
Allegmagne de l'Est	102 616	1 767	10 908	0	115 291
Norvège	432	95 927	0	0	96 359
Mexique	68 330	27 437	0	1 715	97 518
Tchécoslovaquie	62 919	3 991	17 865	0	84 775
Total mondial**	6 344 241 (63,7 %)	2 027 100 (20,4 %)	1 556 323 (15,6 %)	29 600 (0,3 %)	9 962 264 (100 %)

* *Inclus la répartition de la production d'électricité par source d'énergie dans les vingt plus grands pays producteurs.*

** *Les données utilisées pour obtenir la production mondiale proviennent de l'Annuaire des statistiques de l'énergie des Nations Unies.*

Source : ***Annuaire des statistiques de l'énergie, 1986,*** *Nations Unies, pp. 378-404*

Tableau 2.3. Comparaison internationale du taux de consommation d'électricité par habitant, 1986*

Pays	kW.h/ habitant	Taux exprimé en pourcentage de la moyenne mondiale
Norvège	23 706	1 169
Canada	16 914	834
Islande	16 727	824
Suède	15 979	788
Luxembourg	11 165	551
États-Unis	10 906	538
Finlande	10 708	528
Quatar	10 642	525
Nouvelle-Zélande	8 411	415
Australie	8 029	396
Allemagne de l'Est	6 928	342
Allegmagne de l'Ouest	6 774	334
Danemark	6 015	297
France	5 798	286
Belgique	5 791	286
Autriche	5 688	280
URSS	5 582	275
Japon	5 533	273
Royaume-Uni	5 366	265
Pays-Bas	4 774	235
Italie	3 681	182
Espagne	3 262	161
Afrique du Sud	3 195	158
Argentine	1 578	78
Brésil	1 532	76
Mexique	1 188	59
Égypte	523	26
Chine	423	21
Inde	262	13
Nigeria	99	5
Moyenne mondiale**	2 028	100

* *Les dix premiers pays figurent sur cette liste selon leur classement dans le monde. Quant aux autres, ils sont présentés dans un ordre décroissant qui ne reflète pas leur place réelle, étant donné que seuls les plus populeux de chaque région ont été retenus.*

** *Les données utilisées pour obtenir la moyenne mondiale proviennent de l'Annuaire des statistiques de l'énergie des Nations Unies.*

Source : ***Annuaire des statistiques de l'énergie, 1986,*** *Nations Unies, pp. 406-419*

Tableau 2.4. Comparaison internationale des taux d'accroissement de la consommation d'électricité

Pays	1984	1985	1986	Moyenne 1984-1986
		(en %)		
Jordanie	18,1	9,2	10,1	12,5
Indonésie	9,0	21,2	3,7	11,3
Turquie	12,6	6,5	14,2	11,1
Inde	12,0	8,6	10,3	10,3
Koweit	10,7	10,5	9,7	10,3
Corée du Sud	10,0	7,5	11,2	9,6
Pakistan	11,0	5,2	12,0	9,4
Thailande	11,1	9,5	7,2	9,3
Brésil	9,9	7,8	8,5	8,7
Chine	7,4	9,0	8,2	8,2
Malaisie	8,1	9,6	7,0	8,2
Singapour	8,5	5,3	7,6	7,1
Australie	6,3	7,7	4,9	6,3
France	5,4	7,1	5,1	5,9
Suède	8,7	9,2	-1,2	5,6
Canada	6,4	5,0	3,8	5,1
Argentine	4,5	0,8	8,3	4,5
URSS	5,2	3,3	3,6	4,0
Espagne	5,1	3,4	1,6	3,4
Italie	4,8	2,7	2,5	3,3
Égypte	3,4	5,7	0,7	3,3
Nouvelle-Zélande	3,9	3,1	3,0	3,3
Royaume-Uni	1,8	4,8	3,0	3,2
États-Unis	4,8	3,5	0,5	2,9
Japon	4,9	3,6	0,0	2,8
Allemagne de l'Ouest	3,8	3,1	0,6	2,5
Total mondial*	5,5	4,3	2,7	4,2

* *Les données utilisées pour obtenir le taux d'accroissement mondial proviennent de l'Annuaire des statistiques de l'énergie des Nations Unies.*

Source : ***Annuaire des statistiques de l'énergie, 1986****, Nations Unies, pp. 406-419*

Tableau 2.5. Comparaison internationale des exportations d'électricité, 1986*

Pays	Exportations** (GW.h)	Production (GW.h)	Ratio/exportations/ production
Canada	38 934	468 571	8,3
France	33 000	343 045	9,6
URSS	29 000	1 598 890	1,8
Suisse	23 098	54 857	42,1
Allemagne de l'Ouest	15 461	406 386	3,8
Tchécoslovaquie	8 620	84 775	10,2
Pologne	7 796	140 294	5,6
Autriche	7 426	44 134	16,8
Suède	6 451	138 023	4,0
Belgique	5 521	57 621	9,6
États-Unis	4 816	2 582 510	0,2
Espagne	4 152	127 713	3,3
Allemagne de l'Est	3 873	115 291	3,4
Uruguay	3 151	7 429	42,4
Zambie	3 100	10 100	30,7
Yougoslavie	2 178	77 381	2,8
Norvège	2 169	96 359	2,3
Danemark	2 083	30 720	6,8
Italie	1 814	188 989	1,0
Bulgarie	1 470	41 817	3,5
Mexique	1 468	97 518	1,5
Hongrie	1 346	28 063	4,8
Hong Kong	1 208	21 412	5,6
Portugal	989	20 225	4,9
Laos	756	1 050	72,0
Total mondial***	214 052	9 962 264	2,2

* *Inclus les 25 plus grands pays exportateurs.*
** *Inclus le troc.*
*** *Les données utilisées pour obtenir les exportations mondiales totales proviennent de l'Annuaire des statistiques de l'énergie des Nations Unies.*

*Source : **Annuaire des statistiques de l'énergie, 1986**, Nations Unies, pp. 406-419*

Tableau 2.6. Comparaison internationale des importations d'électricité, 1986*

Pays	Importations** (GW.h)	Consommation (GW.h)	Ratio/importations/ consommation
États-Unis	40 713	2 582 510	1,6
Italie	23 928	211 103	11,3
Allemagne de l'Ouest	20 592	411 517	5,0
Suisse	14 512	46 271	31,4
Hongarie	11 862	38 579	30,8
Brésil	10 568	212 177	5,0
Tchécoslovaquie	10 077	86 232	11,7
Pologne	7 833	140 331	5,6
France	7 800	317 845	2,5
Finlande	6 212	52 575	11,8
Autriche	5 962	44 134	13,5
Bulgarie	5 427	45 774	11,9
Belgique	5 308	57 621	9,2
Canada	4 957	434 594	1,1
Allemagne de l'Est	4 872	116 290	4,2
Norvège	4 212	98 402	4,3
Luxembourg	3 915	4 053	96,6
Roumanie	3 000	74 580	4,0
Zimbabwe	3 000	5 988	50,1
Portugal	2 874	22 110	13,0
Espagne	2 896	126 457	2,3
Yougoslavie	2 664	77 867	3,4
Pays-Bas	2 383	69 494	3,4
Danemark	2 165	30 802	13,0
Suède	1 819	133 391	1,4
Total mondial***	220 913	9 969 125	2,2

* *Inclus les 25 plus grands pays importateurs.*
** *Inclus le troc.*
*** *Les données utilisées pour obtenir les importations mondiales totales proviennent de l'Annuaire des statistiques de l'énergie des Nations Unies.*

Source : ***Annuaire des statistiques de l'énergie, 1986****, Nations Unies, pp. 406-419*

Tableau 2.7. Comparaison internationale de la consommation d'électricité par dollar du P.I.B. (intensité)*

Pays**	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1986
				(kW.h/$ US 1980)			
Canada	1,07	1,07	1,20	1,23	1,29	1,42	1,39
Norvège	1,30	1,55	1,56	1,58	1,45	1,59	1,38
Islande	0,48	0,44	0,84	0,97	0,98	1,07	1,09
Nouvelle-Zélande	0,51	0,63	0,73	0,87	0,98	1,03	1,06
Suède	0,52	0,58	0,63	0,70	0,78	1,02	0,97
Finlande	0,40	0,53	0,60	0,66	0,77	0,91	0,86
États-Unis	0,60	0,65	0,80	0,88	0,89	0,87	0,82
Portugal	0,39	0,44	0,48	0,57	0,68	0,83	0,81
Luxembourg	0,64	1,06	0,78	0,97	0,87	0,80	0,74
Australie	0,37	0,46	0,51	0,58	0,66	0,74	0,73
Grèce	0,19	0,25	0,39	0,50	0,58	0,69	0,68
Irlande	0,28	0,38	0,49	0,50	0,57	0,57	0,57
Espagne	0,26	0,29	0,37	0,42	0,51	0,56	0,54
Japon	0,45	0,47	0,53	0,57	0,55	0,53	0,51
Autriche	0,42	0,44	0,46	0,47	0,49	0,52	0,51
Royaume-Uni	0,41	0,50	0,56	0,55	0,53	0,52	0,50
Turquie	0,15	0,20	0,26	0,32	0,43	0,48	0,48
Allemagne de l'Ouest	0,31	0,35	0,40	0,45	0,46	0,49	0,47
Belgique	0,29	0,32	0,36	0,40	0,43	0,47	0,46
France	0,27	0,29	0,32	0,34	0,40	0,44	0,44
Italie	0,34	0,39	0,42	0,46	0,48	0,51	0,41
Suisse	0,31	0,31	0,32	0,37	0,38	0,42	0,41
Danemark	0,15	0,21	0,30	0,33	0,39	0,41	0,40
Pays-Bas	0,21	0,26	0,32	0,36	0,38	0,39	0,38

* *Par intensité, on entend la consommation totale d'électricité par dollar du produit intérieur brut (PIB).*

** *En raison de données insuffisantes, seuls les pays membres de l'OCDE ont été étudiés.*

Source : Les données sur le Produit intérieur brut réel exprimé en $ US proviennent de la publication intitulée ***Comptes nationaux, 1960-1985*** *du département de l'Économie et des Statistiques de l'OCDE (février 1987). Les données sur l'électricité sont tirées de divers numéros de l'****Annuaire des statistiques de l'énergie*** *des Nations Unies.*

Tableau 2.8. Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur résidentiel, 1988*

Ville	Pays	Tarif résidentiel (cents US/kW.h)
Le Caire	Égypte	1,90
Winnipeg	Canada	3,85
Ottawa	Canada	4.05
Montréal	Canada	4,08
Calgary	Canada	4,15
Edmonton	Canada	4,28
Vancouver	Canada	4,54
Toronto	Canada	4,81
Regina	Canada	5,07
Fredericton	Canada	5,50
St. John's	Canada	5,74
Halifax	Canada	5,91
Stockholm	Suède	6,28
Sydney	Australie	7,23
Charlottetown	Canada	7,49
Los Angeles	É.-U.	7,64
Houston	É.-U.	7,72
Kansas	É.-U.	7,82
Chicago	É.-U.	8,05
Rotterdam	Pays-Bas	10,24
Sao Paulo	Brésil	10,28
Genève	Suisse	10,70
New York	É.-U.	10,96
Madrid	Espagne	11,49
Bruxelles	Belgique	11,80
Dusseldorf	Allemagne de l'Ouest	12,64
Rome	Italie	16,42
Tokyo	Japon	22,33

** Basé sur une consommation mensuelle de 750 kW.h.*

Source : Les données canadiennes sur les tarifs de l'électricité proviennent de la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada. Les données américaines sont tirées de la publication intitulée ***Typical Electric Bills****, Energy Information Administration, Department of Energy, janvier 1988. Les tarifs d'électricité pour les autres pays furent obtenus suite à un sondage effectué en janvier 1989 par la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.*

Tableau 2.9. Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur commercial, 1988*

Ville	Pays	Tarif commercial (cents US/kW.h)
Winnipeg	Canada	3,97
Ottawa	Canada	4,13
Vancouver	Canada	4,44
Calgary	Canada	4,58
Edmonton	Canada	5,01
Montréal	Canada	5,29
Toronto	Canada	5,67
Houston	É.-U.	6,15
Fredericton	Canada	6,24
Stockholm	Suède	6,28
Le Caire	Égypte	6,40
Regina	Canada	6,73
Charlottetown	Canada	6,80
St. John's	Canada	6,94
Halifax	Canada	7,04
Kansas	É.-U.	7,45
Los Angeles	É.-U.	7,51
Chicago	É.-U.	7,81
Genève	Suisse	7,83
Sao Paulo	Brésil	8,00
Bruxelles	Belgique	10,50
Rome	Italie	10,97
Madrid	Espagne	11,23
Rotterdam	Pays-Bas	11,36
New York	É.-U.	11,58
Sydney	Australie	11,82
Tokyo	Japon	18,16
Dusseldorf	Allemagne de l'Ouest	18,87

* *Basé sur un facteur de puissance de 100 kW et une consommation mensuelle de 25 000 kW.h.*

Source : Les données canadiennes sur les tarifs de l'électricité proviennent de la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada. Les données américaines sont tirées de la publication intitulée ***Typical Electric Bills****, Energy Information Administration, Department of Energy, janvier 1988. Les tarifs d'électricité pour les autres pays furent obtenus suite à un sondage effectué en janvier 1989 par la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.*

Tableau 2.10. Comparaison internationale de tarifs de l'électricité dans le secteur industriel, 1988*

Ville	Pays	Tarif industriel (cents US/kW.h)
Le Caire	Égypte	1,20
Winnipeg	Canada	2,81
Calgary	Canada	3,30
Vancouver	Canada	3,35
Montréal	Canada	3,60
Ottawa	Canada	3,70
Fredericton	Canada	3,98
Edmonton	Canada	4,02
Toronto	Canada	4,30
Halifax	Canada	4,54
Houston	É.-U.	5,15
St. John's	Canada	5,18
Stockholm	Suède	5,27
Regina	Canada	5,35
Kansas	É.-U.	5,77
Sydney	Australie	5,85
Charlottetown	Canada	5,93
Genève	Suisse	5,97
Chicago	É.-U.	6,01
Los Angeles	É.-U.	6,68
Sao Paulo	Brésil	6,82
Rome	Italie	7,44
Bruxelles	Belgique	7,90
Madrid	Espagne	8,62
New York	É.-U.	9,60
Rotterdam	Pays-Bas	10,24
Dusseldorf	Allemagne de l'Ouest	10,82
Tokyo	Japon	11,80

* *Basé sur un facteur de puissance de 1 000 kW et une consommation mensuelle de 400 000 kW.h.*

Source : Les données canadiennes sur les tarifs de l'électricité proviennent de la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada. Les données américaines sont tirées de la publication intitulée ***Typical Electric Bills****, Energy Information Administration, Department of Energy, janvier 1988. Les tarifs d'électricité pour les autres pays furent obtenus suite à un sondage effectué en janvier 1989 par la Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.*

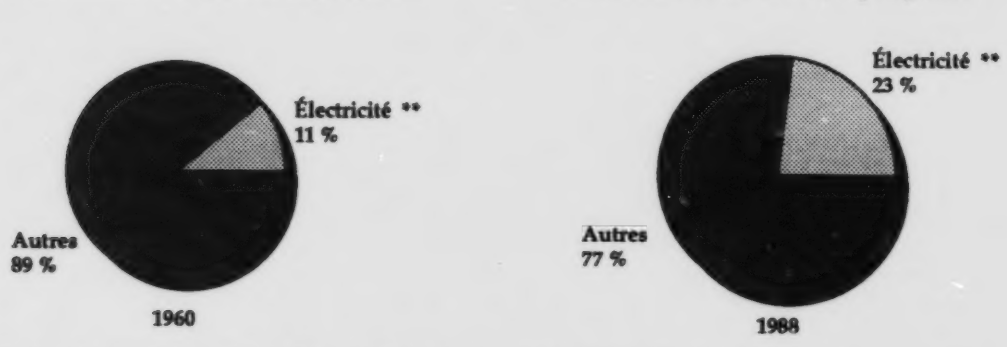
3. LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

Bon nombre de facteurs influent sur la consommation d'électricité : l'activité économique, les phénomènes démographiques, les tarifs, les prix des autres ressources énergétiques, les économies d'énergie, les changements technologiques et la température. Cependant, l'activité économique d'ensemble (telle que mesurée par le produit intérieur brut ou PIB) est la variable la plus importante. Entre 1960 et 1988, le PIB s'est accrue de 4,4 % annuellement, comparativement à 5,3 % pour la consommation d'électricité (voir les tableaux 3.1 et 3.2). Durant la même période, le taux de croissance annuel moyen de la demande a été de 2,4 % pour le pétrole, de 3,6 % pour le charbon et de 7,2 % pour le gaz naturel. Quant à la demande de pointe, elle a connu un taux de croissance légèrement supérieur à la demande d'énergie. Entre 1960 et 1988, le taux de croissance annuel moyen pour la demande de pointe a été de 5,5 %,

Figure 3.1. Demande primaire d'énergie au Canada*

* *La demande primaire d'énergie est la quantité d'énergie à la disposition du consommateur, plus les pertes subies au cours de la conversion et l'énergie utilisée par le fournisseur.*
** *Taux de conversion : 10,5 mégajoules par kilowattheure.*

Figure 3.2. Demande secondaire d'énergie au Canada*



* *La demande secondaire est l'énergie disponible, sous sa forme finale, et utilisée par le consommateur.*
** *Taux de conversion : 3,5 mégajoules par kilowattheure.*

comparativement à 5,3 % pour la demande d'énergie (voir le tableau 3.5). Ceci sous-entend que le facteur de charge est en régression depuis 1960 dans l'ensemble de l'industrie de l'électricité (voir le tableau 3.6).

Tableau 3.1. Consommation d'électricité par province

	Consommation d'électricité (GW.h)								Taux de croisement annuel moyen (%)			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1987	1988*	1960-74	1975-88	1960-88	1987-88
T.-N.	1 427	2 684	4 770	6 206	8 545	9 658	9 697	10 423	11,5	4,1	7,4	7,5
Î.-P.-É.	79	137	250	421	518	578	647	704	11,9	4,0	8,1	8,8
N.-É.	1 733	2 502	3 706	5 697	6 814	7 626	8 326	8 912	8,7	3,5	6,0	7,0
N.-B.	1 684	2 905	4 221	6 713	8 838	10 514	12 376	12 646	10,1	5,0	7,5	2,2
Qué.	44 002	52 229	69 730	89 932	118 254	144 761	158 196	163 328	5,4	4,7	4,8	3,2
Ont.	37 157	49 276	69 488	89 197	106 509	122 460	132 174	140 677	6,4	3,6	4,9	6,4
Man.	4 021	5 942	8 601	11 890	13 927	15 912	15 862	16 867	7,9	2,7	5,3	6,3
Sask.	2 124	3 449	5 402	7 187	9 827	12 050	12 452	13 455	9,2	4,9	6,8	8,1
Alta.	3 472	5 603	9 880	15 246	23 172	33 295	36 589	39 325	10,7	7,6	9,1	7,5
C.-B.	13 413	19 170	25 761	32 689	42 789	49 150	50 934	54 078	6,9	4,0	5,1	6,2
Yukon	89	109	220	352	381	252	432	439	9,3	1,7	5,9	1,6
T.N.-O.	100	159	308	425	494	594	467	466	10,2	0,7	5,7	-0,2
Canada	109 304	144 165	202 337	265 955	340 068	406 859	438 152	461 320	6,6	4,3	5,3	5,3

* *Données préliminaires.*

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume II,** Statistique Canada, n° de catalogue 57-202*

Table 3.2. Consommation d'électricité au Canada par secteur

	Consommation d'électricité (GW.h								Taux de croisement annuel moyen (%)			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1987	1988*	1960-74	1975-88	1960-88	1987-88
Résidentiel	20 397 (19)	29 738 (20)	43 431 (21)	64 128 (24)	92 440 (27)	113 983 (28)	119 313 (27)	123 650 (27)	7,9	5,2	6,7	3,6
Commercial	12 632 (12)	23 859 (17)	44 068 (22)	65 744 (25)	75 912 (21)	85 320 (21)	98 888 (23)	100 741 (22)	12,4	3,3	7,7	1,9
Industriel	66 353 (60)	79 118 (55)	98 450 (49)	109 743 (41)	142 247 (42)	171 803 (42)	185 195 (42)	204 052 (44)	4,3	4,9	4,1	10,2
Pertes en lignes **	9 920 (9)	11 450 (8)	16 388 (8)	26 340 (10)	32 469 (10)	35 753 (9)	34 758 (8)	32 877 (8)	6,5	1,7	4,4	-5,4
Total	109 304 (100)	144 165 (100)	202 337 (100)	265 955 (100)	340 068 (100)	406 859 (100)	438 152 (100)	461 320 (100)	6,6	4,3	5,3	3,9

* *Données préliminaires.*

** *Pertes subies au cours du transport et de la distribution.*

Les données entre parenthèses représentent le taux en pourcentage.

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume II,** Statistique Canada, n° de catalogue 57-202*

Figure 3.3. Production d'électricité, consommation et échanges nets, 1988 (en GW.h)

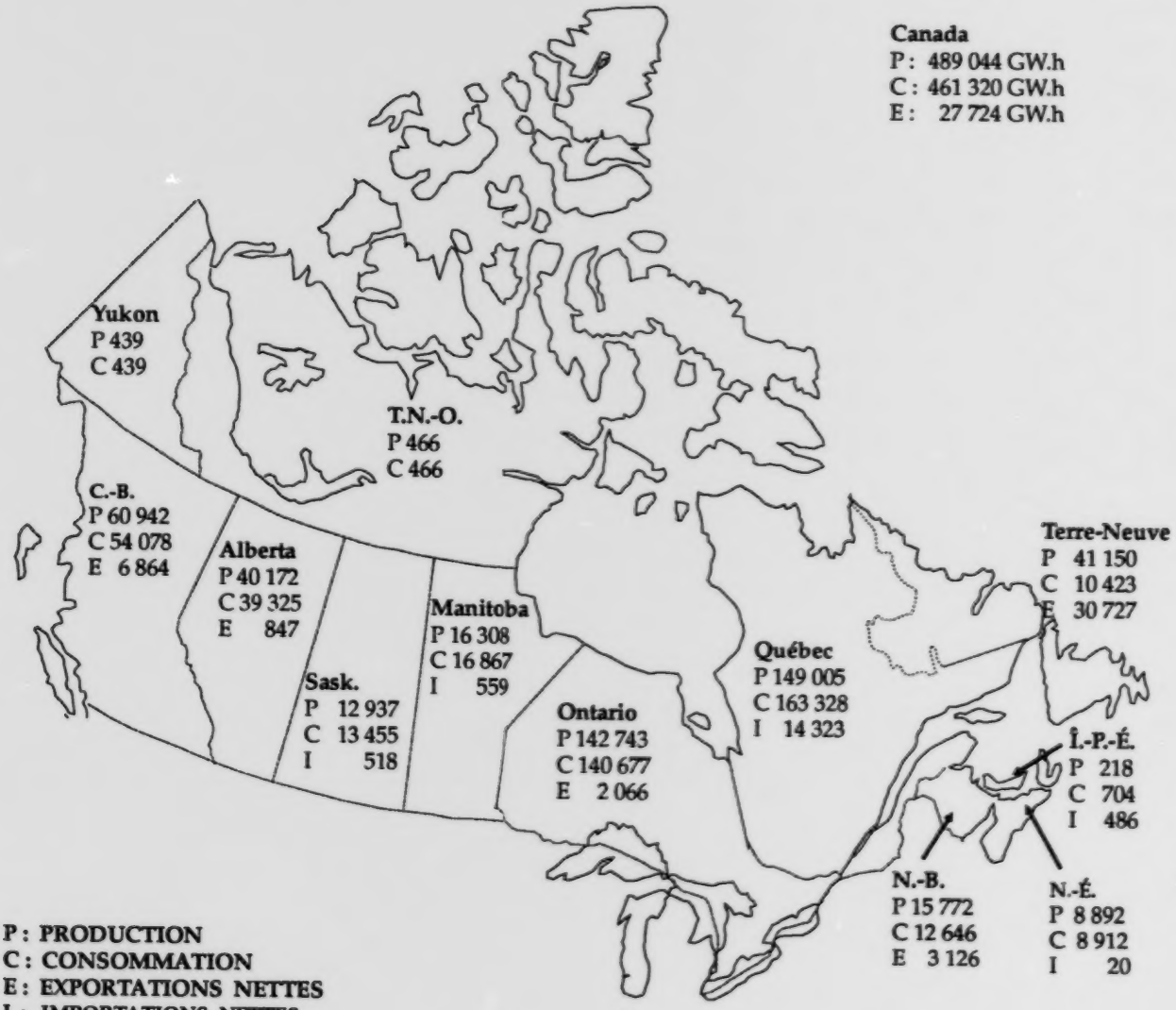


Tableau 3.3. Production, échanges et consommation d'électricité par province, 1988 (GW.h)

	Production	Exportations		Importations		Consommation
		Provinces	É.-U.*	Provinces	É.-U.*	
T.-N.	41 150	30 727	0	0	0	10 423
Î.-P.É.	218	0	0	486	0	704
N.-É.	8 892	166	0	186	0	8 912
N.-B.	15 772	981	5 191	2 856	190	12 646
Qué.	149 005	4 979	11 863	31 079	86	163 328
Ont.	142 743	65	7 439	2 827	2 611	140 677
Man.	16 308	1 908	628	1 126	1 969	16 867
Sask.	12 937	1 109	57	1 369	315	13 455
Alta.	40 172	1 218	0	369	0	39 325
C.-B.	60 942	364	8 851	1 219	1 132	54 078
Yukon	439	0	0	0	0	439
T.N.-O..	466	0	0	0	0	466
Canada	489 044	41 517	34 029	41 517	6 305	461 320

* *Échanges compris.*

Source : Énergie , Mines et Ressources Canada

Figure 3.4. Progression de la demande d'électricité en regard du PIB, 1960-1988

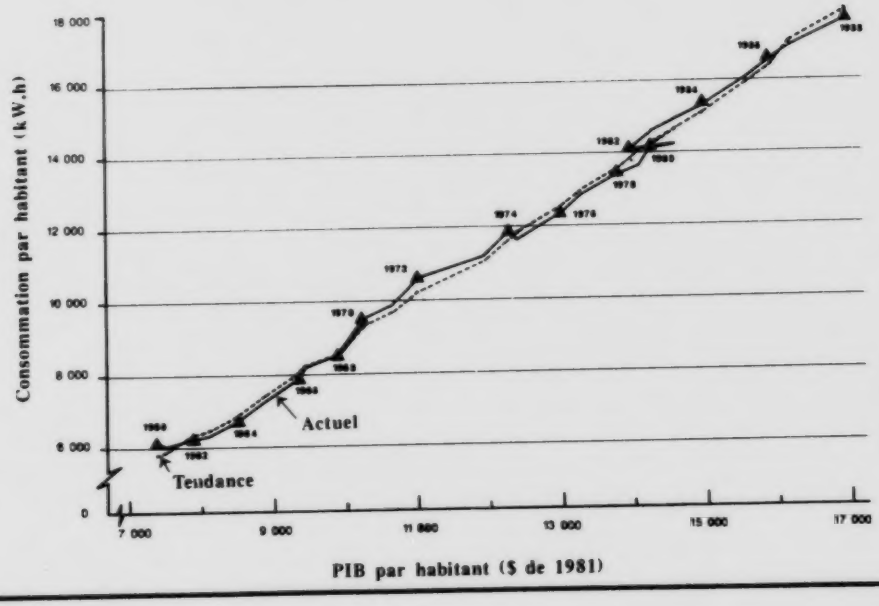


Tableau 3.4. Provinces : consommation d'électricité par habitant

	Consommation d'électricité (GW.h)								Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1987	1988	1960-74	1975-88	1960-88	1987-88
T.-N.	3 184	5 500	9 226	11 304	14 758	16 632	16 745	18 347	10,1	3,8	6,5	9,6
Î.-P.-É.	765	1 257	2 273	3 598	4 177	4 608	5 043	5 470	11,1	3,3	7,3	8,5
N.-É.	2 385	3 310	4 739	6 948	7 988	8 668	9 370	10 083	7,9	2,9	5,3	7,6
N.-B.	2 864	4 724	6 732	10 095	14 850	16 058	17 115	17 702	9,2	4,4	6,7	3,4
Qué.	8 565	9 187	11 597	14 555	18 735	21 991	23 720	24 601	4,1	4,1	3,8	3,7
Ont.	6 086	7 259	9 203	10 915	12 422	13 510	14 205	14 917	4,3	2,4	3,3	5,0
Man.	4 932	6 158	8 750	11 726	13 521	14 863	14 649	15 550	6,3	2,2	4,2	6,2
Sask.	1 750	3 631	5 741	7 924	10 131	11 839	12 169	13 306	11,6	4,1	7,5	9,3
Alta.	2 695	3 864	6 194	8 575	11 135	14 120	15 277	16 378	8,4	5,1	6,7	7,2
C.-B.	8 386	10 680	12 124	13 433	16 220	17 038	17 356	18 123	3,9	2,3	2,8	4,4
Yukon	4 589	7 569	11 957	16 526	17 085	10 862	18 633	17 352	8,7	0,4	4,9	-6.9
T.N.-O.	5 304	5 540	8 851	10 316	11 052	11 647	9 174	8 996	3,5	-1,1	1,9	-1,9
Canada	6 184	7 339	9 501	11 718	13 112	16 043	17 121	17 796	4,9	3,3	3,8	3,9

Source : Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada

Table 3.5. Demande de pointe par province*

	demande de pointe (MW)								Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1987	1988**	1960-74	1975-88	1960-88	1987-88
T.-N.	245	422	763	1 031	1 538	1 510	1 674	1 740	12,5	4,1	7,3	3,9
Î.-P.É.	21	35	55	85	104	93	105	127	11,7	3,1	6,6	21,0
N.-É.	356	457	814	998	1 197	1 360	1 543	1 706	8,6	4,2	5,8	10,6
N.-B.	319	528	726	1 101	1 699	1 888	2 367	2 525	10,8	6,6	7,7	6,7
Qué.	5 871	8 228	11 127	15 114	20 680	25 618	28 862	28 688	7,8	5,1	5,8	-0,6
Ont.	6 391	8 596	12 048	15 570	17 767	21 533	23 520	23 816	6,5	3,3	4,8	1,3
Man.	772	1 022	1 565	2 326	2 681	2 932	3 301	3 437	8,3	3,1	5,5	4,1
Sask.	418	653	1 028	1 318	2 085	2 202	2 201	2 280	9,7	4,3	6,3	3,6
Alta.	714	1 121	1 894	2 713	3 879	5 259	5 326	5 823	11,1	6,1	7,8	9,3
C.-B.	2 123	3 058	4 492	5 797	7 384	8 487	8 759	8 054	8,2	2,6	4,9	-8,0
Yukon	19	16	39	66	75	53	68	75	9,4	1,0	5,0	10,3
T.N.-O.	15	31	41	68	81	96	111	111	11,8	3,8	7,4	0,0
Canada	17 264	24 167	34 592	46 187	59 170	71 031	77 837	78 382	7,8	4,2	5,5	0,7

* *La demande de pointe est la charge (en kilowatts) maximale, nette et moyenne, consommée par un réseau pendant une période d'une heure.*

** *Données préliminaires.*

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume I,** Statistique Canada, n° de catalogue 57-204*

Tableau 3.6. Facteur de charge par province*

	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1987	1988
				(%)				
T.-N.	66,5	72,6	71,4	68,7	65,3	64,5	66,1	68,4
Î.-P.-É.	66,4	65,4	65,8	65,4	68,4	64,9	70,3	63,3
N.-É.	59,5	66,4	62,7	58,4	59,3	62,0	61,6	59,6
N.-B.	58,0	60,3	60,0	62,2	53,8	62,5	59,7	57,2
Qué.	85,6	72,5	71,5	67,9	65,3	64,5	62,6	65,0
Ont.	66,4	65,4	65,8	65,4	68,4	64,9	64,2	67,4
Man.	59,5	66,4	62,7	58,4	59,3	62,0	54,9	56,0
Sask.	58,0	60,3	60,0	62,2	53,8	62,5	64,6	67,4
Alb.	55,5	57,1	59,6	64,2	68,2	72,3	78,4	77,1
C.-B.	72,1	71,6	65,5	64,4	66,2	66,1	66,4	76,6
Yukon	53,5	77,8	64,4	60,9	58,0	54,3	72,5	66,8
T.-N.-O.	76,1	58,6	85,8	71,3	69,6	70,6	48,0	47,9
Canada	72,3	68,1	66,8	65,7	65,6	65,1	64,3	67,2

* *Le facteur de charge est le rapport entre la demande moyenne et la demande de pointe pendant une période donnée. Plus précisément, il s'agit de la demande (exprimée en kilowattheures) divisée par le produit du nombre d'heures et de la demande de pointe en kilowatts. (On obtient le taux annuel moyen en divisant la consommation annuelle d'énergie par 8 760, soit le nombre d'heures dans une année.)*

Source : Calculé à partie de L'énergie électrique au Canada, 1988, tableaux 3.1 et 3.5

4. LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

L'industrie canadienne de l'électricité, née au cours des années 1880, a d'abord fait appel à des centrales thermiques produisant de la vapeur. Il s'agissait à l'époque de pourvoir à l'éclairage des rues et des maisons. Au tournant de la décennie et au cours des années 1890, l'invention et le perfectionnement du moteur électrique ont bouleversé l'industrie qui, affranchie de la demande nocturne à des fins d'éclairage, fut appelée à faire tourner ses centrales 24 heures par jour pour répondre aux besoins de l'industrie et des transports (tramways). Après quoi, l'hydro-électricité a rapidement gagné du terrain, vu l'abondance de nos richesses hydrauliques. Tant et si bien qu'en 1920, le taux de pénétration de l'hydro-électricité atteignait 99 % de la production totale du Canada, mais il se mit à glisser pour atteindre 95 % en 1950, puis 93 % vers la fin des années 1960. Le recul, toujours plus marqué, l'a ramené à 62 % en 1988 (voir le tableau 4.1).

Quoique les centrales thermiques classiques, surtout les centrales au charbon, aient joué un rôle depuis les débuts de l'industrie de l'électricité, leur part de la production totale n'a pas beaucoup augmenté au fil des ans, conséquence de coûts de production élevés. Cependant, les années 60 et 70 marquent un tournant : les centrales thermiques devenaient concurrentielles à mesure que la plupart des sites hydrauliques rentables étaient aménagés.

Au Canada, l'électronucléaire, qui, depuis 1975, s'est imposé comme une importante source d'électricité, remonte à la mise en service en 1962 de la centrale nucléaire de Rolphton (Ontario) de 25 MW. En 1965, la production d'électricité d'origine nucléaire atteignait seulement 88 GW.h, soit moins de 0,1 % de la production totale du Canada. En 1980, le taux de pénétration de l'électronucléaire a atteint 10 % au pays et, en 1988, l'apport de l'électronucléaire atteignait 16 %.

Au Canada, l'énergie marémotrice ne joue qu'un rôle insignifiant dans la production d'électricité, mais il est bon de savoir que l'usine marémotrice d'Annapolis (Nouvelle-Écosse), d'une capacité de 20 MW, est la première du genre en Amérique du Nord. Elle a été mise en service en 1984.

En raison du développement rapide du parc de centrales au charbon au cours des années 1960 et 1970, la consommation de charbon était d'environ 28 fois plus élevée en 1988 qu'en 1960 (voir le tableau 4.4). À l'exception de l'Ontario qui importe du charbon des États-Unis, la majorité du charbon consommé au Canada provient des propres ressources de charbon des différentes provinces.

Pour ce qui est de la consommation de pétrole, à l'exception des provinces maritimes, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest qui ont recours à des centrales au mazout comme centrales de base, il est principalement utilisé lors de demande de pointe. Quant au gaz naturel, il est utilisé par les industries à titre de génération mixte et par les compagnies d'électricité afin de rencontrer la demande de pointe.

Table 4.1. Sources de production d'électricité

	Production d'électricité								Taux de croissance annuel moyen			
Origine	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1987	1988	1960-1974	1975-1988	1960-1988	1987-1988
	(GW.h)								(%)			
Hydraulique	105 883	117 063	156 709	202 396	251 217	301 250	313 156	303 524	5,1	3,2	3,8	-3,1
Thermique	8 495	27 123	47 045	59 138	80 207	88 842	96 031	107 322	14,3	4,7	9,5	11,8
Nucléaire*	—	88	969	11 858	35 882	57 067	72 888	78 176	—	15,6	—	7,3
Marémotrice**	—	—	—	—	—	23	33	22	—	—	—	-16,7
Total	114 378	144 274	204 723	273 392	367 306	447 182	482 108	489 044	6,6	4,6	5,3	1,4

* *Mise en exploitation commerciale en 1968.*
** *Mise en exploitation commerciale en 1984.*

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume II**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202*

Figure 4.1. Répartition par province des principales centrales, 1988 (en MW)

Figure 4.2. Production par source

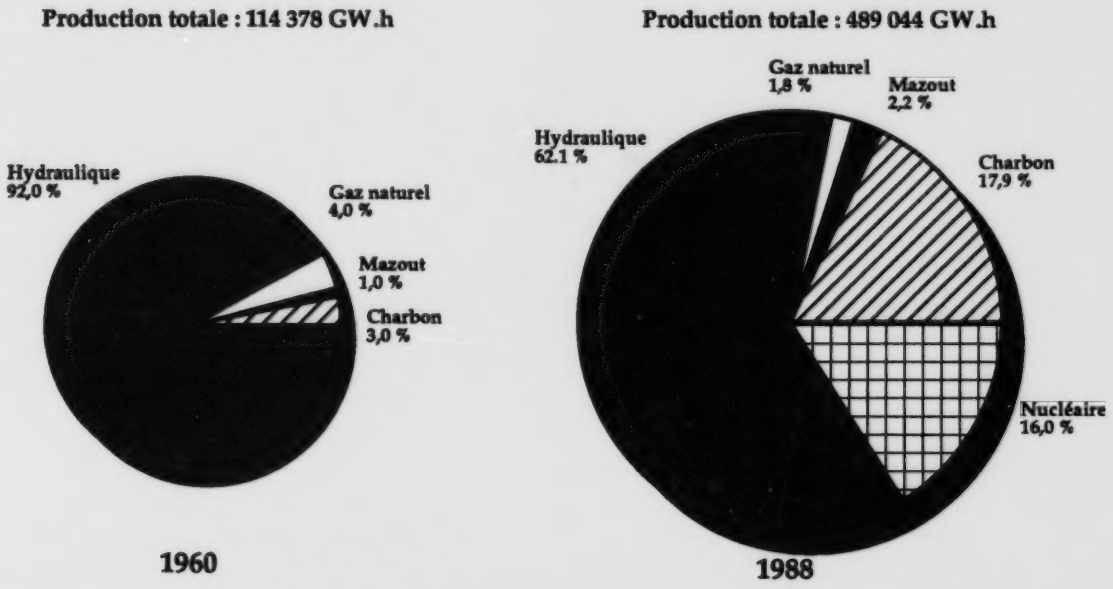


Tableau 4.2. Production d'électricité par source, 1988

	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Nucléaire	Hydraulique	Total
			(GW.h)			
Terre-Neuve	0	1 419	0	0	39 731	41 150
Île-du-Prince-Édouard	133	85	0	0	0	218
Nouvelle-Écosse	6 033	1 752	0	0	1 107	8 892
Nouveau-Brunswick	1 732	6 118	0	5 342	2 580	15 772
Québec	0	332	0	5 282	143 391	149 005
Ontario	35 033	510	1 334	67 552	38 314	142 743
Manitoba	924	0	5	0	15 379	16 308
Saskatchewan	9 853	19	722	0	2 343	12 937
Alberta	33 627	120	4 994	0	1 431	40 172
Colombie-Britannique	0	420	1 949	0	58 573	60 942
Yukon	0	30	0	0	409	439
T. N.-O.	0	177	1	0	288	466
Canada	87 335	10 982	9 005	78 176	303 546	489 044

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 4.3. Production par région

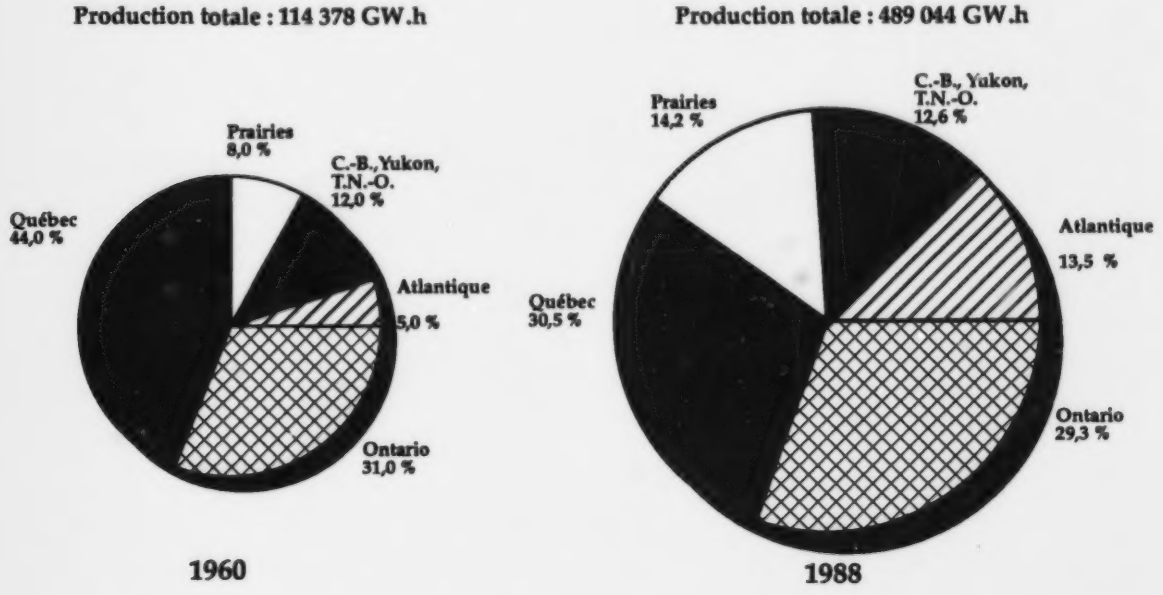


Tableau 4.3. Production d'électricité par province

	Production d'électricité								Taux de croissance annuel moyen			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1987	1988	1960-1974	1975-1988	1960-1988	1987-1988
	(GW.h)								(%)			
T.-N.	1 512	2 769	4 854	35 803	46 374	41 494	40 090	41 150	23,4	1,1	12,5	2,6
Î.-P.-É.	79	137	250	421	127	2	164	218	11,9	-4,9	3,7	32,9
N.-É.	1 814	2 632	3 511	5 498	6 868	7 457	7 749	8 892	8,2	3,8	5,8	14,8
N.-B.	1 738	2 960	5 142	4 677	9 323	11 401	12 493	15 772	8,7	9,8	8,2	26,2
Qué.	50 433	57 005	75 877	76 108	97 917	137 028	156 952	149 005	3,7	5,3	3,9	-5,1
Ont.	35 815	44 858	63 857	78 558	110 283	121 783	131 582	142 743	6,2	4,7	5,1	8,5
Man.	3 742	5 489	8 449	14 818	19 468	22 777	19 902	16 308	10,2	0,7	5,4	-18,1
Sask.	2 204	3 733	6 011	7 090	9 204	11 838	12 440	12 937	9,0	4,7	6,5	4,0
Alb.	3 443	5 591	10 035	15 100	23 451	33 432	36 770	40 172	10,8	7,8	9,2	9,3
C.-B.	13 409	18 832	26 209	34 542	43 416	59 124	63 067	60 942	7,4	4,5	5,6	-3,4
Yukon	89	121	224	352	381	252	432	439	9,3	1,7	5,9	1,6
T.N.-O.	100	147	304	425	494	594	467	466	10,2	0,7	5,7	-0,2
Canada	114 378	144 274	204 723	273 392	367 306	447 182	482 108	489 044	6,6	4,6	5,4	1,4

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202

Tableau 4.4. Sources utilisées pour produire de l'électricité au Canada

	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1987	1988*
Charbon (10^3 tonnes)	1 674	7 004	13 786	16 567	27 785	39 456	43 332	47 443
Pétrole (10^3 mètres cubes)	328	871	1 869	2 309	2 867	1 391	2 048	2 454
Gaz naturel (10^6 mètres cubes)	1 069	1 679	1 992	4 009	1 875	1 223	2 847	3 628
Uranium (tonnes)	0	2	16	194	685	1 086	1 303	1 358

** Données préliminaire.*

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202

Tableau 4.5. Consommation de combustibles fossiles par service public, 1988

	Charbon (kt)	Mazout (m^3)	Gaz naturel (10^6 m^3)	Uranium (tonnes)
T.-N.	0	368 006	0	0
Î.-P.-É.	51	37 700	0	0
N.-É.	2 266	393 051	0	0
N.-B.	663	1 369 114	0	98
Qué.	0	55 905	0	99
Ont.	14 473	156 432	1 141	1 161
Man.	768	548	9	0
Sask.	8 637	4 801	265	0
Alb.	20 585	30	2 077	0
C.-B.	0	85	122	0
Yukon	0	8 410	0	0
T.N.-O.	0	60 005	14	0
Canada	47 443	2 454 087	3 628	1 358

Nota : 1 m^3 mazout = 6,3 barils
1 m^3 gaz = 35,5 pi^3
1 tonne = 1 000 kg
1 kilotonne = 1 000 tonnes

Source : Energie, Mines et Ressources Canada

5. LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ET LES MARGES DE RÉSERVE

En dépit du fait que l'industrie canadienne de l'électricité a d'abord fait appel à des centrales thermiques, en 1920, le taux de pénétration de l'hydro-électricité atteignait 86 % de la production totale du Canada. Il devint vite évident que pour répondre à la demande croissante, il était plus économique de produire de l'hydro-électricité. En 1945, son taux de pénétration avait bondi à 94 % mais se mit à glisser pour atteindre 81 % en 1960. Le recul, toujours marqué, l'a ramené à 56 % en 1988 (voir le tableau 5.1).

Plusieurs facteurs ont contribué au recul de l'appport de l'hydro-électricité au niveau de la capacité de production. À cet effet, les années 60 et 70 marquent un tournant : les centrales thermiques devenaient concurrentielles à mesure que la plupart des sites hydrauliques rentables étaient aménagés. De plus, entre 1950 et 1974, le taux de croissance des prix réels des combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) étaient négatifs, ce qui a incité bon nombre de services publics à envisager la construction de centrales thermiques.

En outre, depuis la mise en service au début des années 1960 de la première centrale nucléaire, l'électronucléaire s'est imposé comme une importante source d'électricité. En 1988, 18 réacteurs nucléaires CANDU étaient exploités commercialement au Canada. Les réacteurs CANDU se sont révélés être parmi les meilleurs réacteurs nucléaires au monde en termes de rentabilité, sécurité et performance (voir la figure 5.3)

Tel qu'indiqué au chapitre 3, l'accroissement de la demande d'électricité au Canada entre 1960 et 1974, a connu une augmentation rapide, à raison d'un taux de croissance annuel moyen de 6,6 %. Au début des années 70, des centrales étaient mises en chantier en prévision d'une augmentation rapide de la demande; on visait également à remplacer les combustibles fossiles par d'autres sources. Après la crise du pétrole de 1973-1974, l'accroissement de la demande d'électricité a ralenti; de 1975 à 1988, le taux de croissance moyen de la demande se stabilisait à 4,3 % par an. En raison du ralentissement marqué, la capacité de production de certaines nouvelles centrales s'est avérée excédentaire par rapport à la demande intérieure.

Au Canada, il reste à ce jour un potentiel hydraulique considérable à mettre en valeur (voir le tableau 5.9 et l'annexe C). Une bonne partie des sites ne seront cependant jamais aménagés, en raison de leur éloignement des centres de consommation, d'un relief peu propice ou de considérations d'ordre environnemental. On prévoit cependant que bon nombre de sites seront mis en valeur au cours des 20 ou 25 prochaines années. C'est au Québec, au Manitoba, en Colombie-Britannique et à Terre-Neuve que l'on retrouve les rivières possédant la plupart des emplacements propices. L'énergie marémotrice offre quelques perspectives en Nouvelle-Écosse, au Québec et en Colombie-Britannique.

Figure 5.1. Capacité installée par source d'énergie

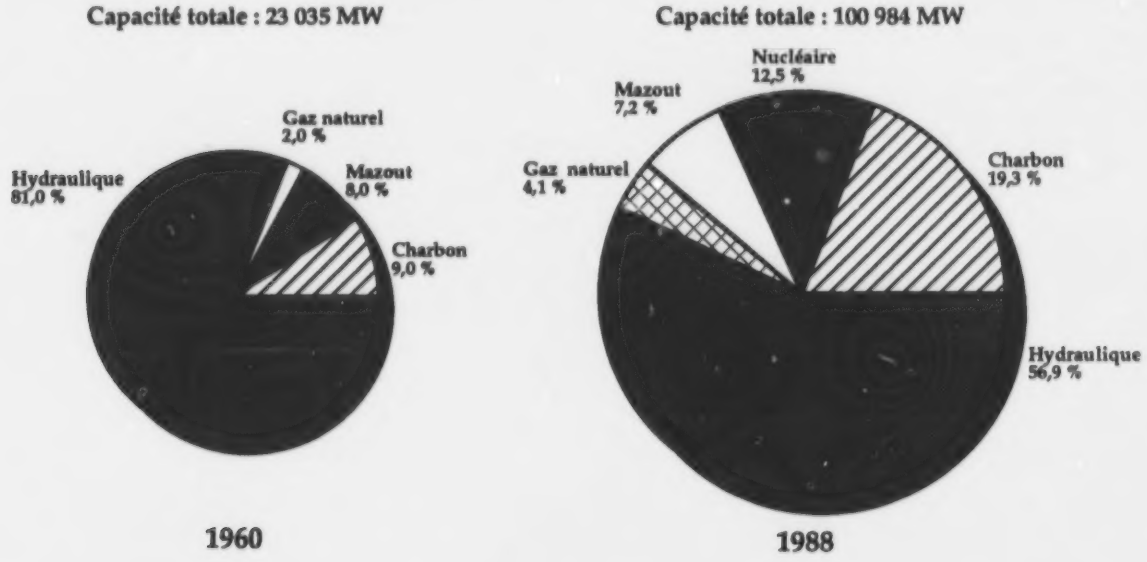


Figure 5.2. Capacité installée par région

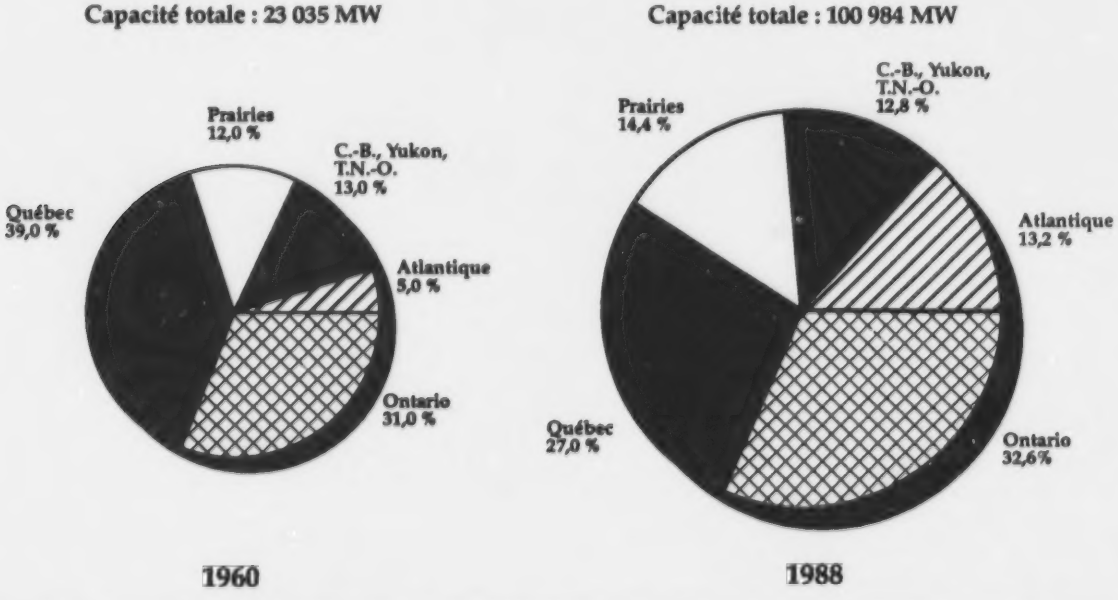


Tableau 5.1. Capacité installée par source d'énergie, 1960-1988

Fuel Type	Capacité installée								Taux de croissance annuel moyen			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1987	1988	1960-1974	1975-1988	1960-1988	1987-1988
	(MW)								(%)			
Hydraulique	18 643	21 771	28 298	37 282	47 770	57 711	57 925	57 464	5,0	3,4	4,1	-0,8
Thermique	4 392	7 557	14 287	21 404	28 363	30 476	30 800	30 914	11,7	2,9	7,2	0,4
Nucléaire*	0	20	240	2 666	5 866	10 664	12 528	12 528	-	12,6	-	0,5
Marémotrice**	0	0	0	0	0	20	20	20	-	-	-	0,0
Total	23 035	29 348	42 826	61 352	81 999	97 020	100 273	100 984	6,8	3,9	5,4	-0,3

* *Exploitée commercialement depuis 1968.*
** *Exploitée commercialement depuis 1984.*

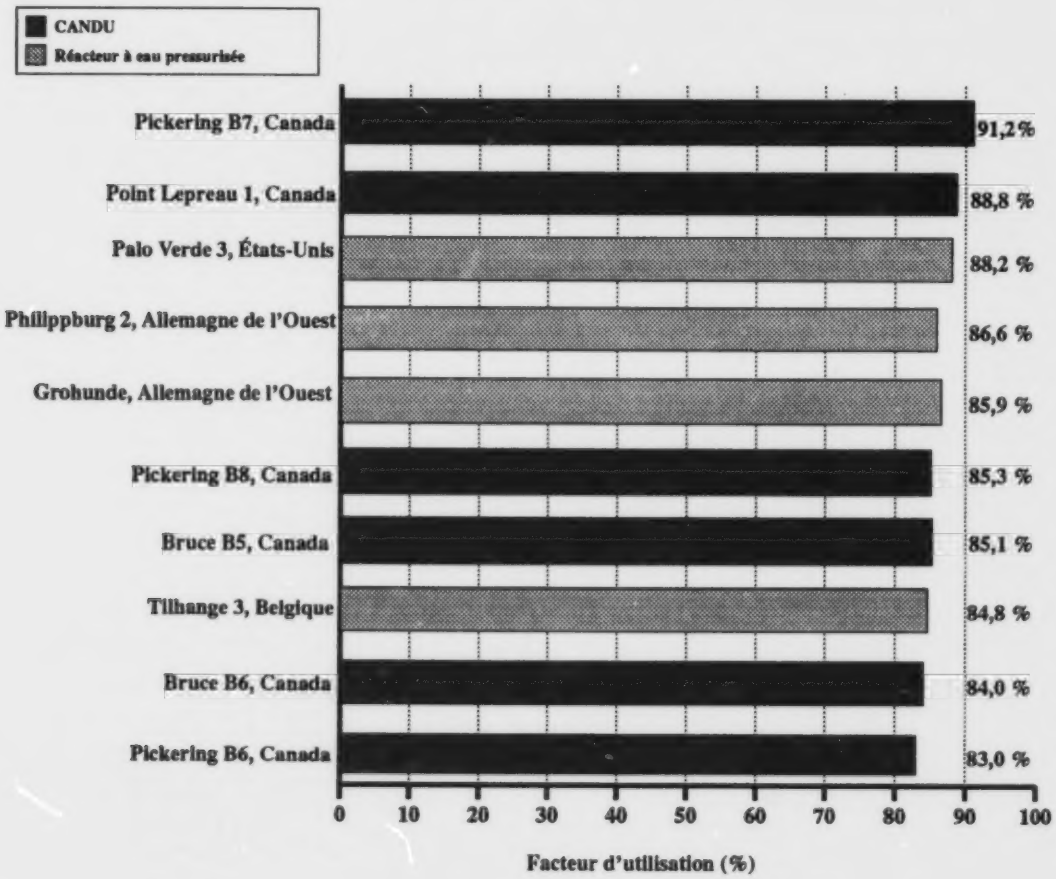
Source : ***Statistique de l'énergie électrique, Volume II,*** *Statistique Canada, n° de catalogue 57-202*

Tableau 5.2. Capacité installée par source et par province, 1988

	Hydraulique	Charbon	Nucléaire	Mazout	Gaz naturel	Total
			(MW)			
T.-N.	6 644	0	0	782	0	7 426
Î.-P.-É.	0	20	0	122	0	142
N.-É.	386	1 201	0	758	0	2 345
N.-B.	903	356	680	1 532	0	3 471
Qué.	25 585	0	685	980	8	27 258
Ont.	7 775	10 935	11 221	2 651	373	32 955
Man.	3 641	466	0	14	4	4 125
Sask.	832	1 554	0	27	432	2 845
Alb.	734	4 979	0	15	1 872	7 600
C.-B.	10 848	0	0	246	1 403	12 497
Yukon	82	0	0	44	19	145
T.N.-O.	54	0	0	121	20	175
Canada	57 484	19 511	12 586	7 292	4 111	100 984

Source : ***Statistique de l'énergie électrique, Volume II,*** *Statistique Canada, n° de catalogue 57-204*
Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 5.3. Performance mondiale des réacteurs nucléaire - à vie* (au 31 décembre 1988)



* *La comparaison a porté sur des réacteurs nucléaires d'une capacité de 500 MW et plus. Les pays du bloc de l'Est sont exclus. La performance à vie est calculée à compter de la mise en service de la centrale.*

Source : Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire, Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 5.3. Capacité installée par province, 1960-1988

	Capacité installée								Taux de croissance annuel moyen			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1987	1988	1960-1974	1975-1988	1960-1988	1987-1988
	(MW)								(%)			
Terre-Neuve	314	531	1 248	6 668	7 195	7 316	7 401	7 426	21,4	0,8	12,0	0,3
Î.-P.É.	37	58	77	118	118	122	142	142	8,6	1,4	4,9	0,0
N.-É.	507	631	931	1 263	2 029	2 373	2 345	2 345	6,4	4,9	5,6	0,0
N.-B.	402	581	1 201	1 333	2 795	3 479	3 471	3 471	8,9	7,6	8,0	0,0
Québec	8 920	10 769	14 047	15 037	20 531	26 991	27 827	27 258	3,7	4,7	4,1	-2,0
Ontario	7 109	9 292	13 700	21 136	25 796	29 932	32 703	32 955	7,0	3,5	5,6	0,8
Manitoba	1 043	1 407	1 794	2 970	4 142	4 141	4 125	4 125	7,8	2,6	5,0	0,0
Sask.	761	967	1 533	1 833	2 340	2 694	2 845	2 845	6,2	3,4	4,8	0,0
Alberta	915	1 398	2 674	3 585	5 807	7 219	7 600	7 600	9,9	6,0	7,9	0,0
C.-B.	2 963	3 627	5 473	7 170	10 525	12 451	12 497	12 497	6,0	4,4	5,3	0,0
Yukon	31	56	58	102	94	123	142	145	5,6	2,7	5,7	2,1
T.N.-O.	33	51	89	136	180	177	175	175	9,3	2,0	6,1	0,0
Canada	23 035	29 348	42 826	61 352	81 999	97 019	101 273	100 984	6,8	3,9	5,4	-0,3

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume II**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202*

Tableau 5.4. Principales centrales hydro-électriques au Canada, 1988

Rang	Centrale	Province	Puissance nominale (MW)	Année de mise en service
1	Churchill Falls	Terre-Neuve	5 429	1971
2	La Grande 2	Québec	5 328	1979
3	La Grande 4	Québec	2 651	1984
4	Gordon M. Shrum	C.-B.	2 416	1968
5	La Grande 3	Québec	2 302	1982
6	Revelstoke	C.-B.	1 843	1984
7	Mica	C.-B.	1 736	1976
8	Beauharnois	Québec	1 639	1932
9	Manic 5	Québec	1 292	1970
10	Sir Adam Beck 2	Ontario	1 288	1954

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume III**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-206, 1987*

Tableau 5.5. Principales centrales thermiques classiques au Canada, 1988

Rang	Centrale	Combustible	Province	Puissance nominale (MW)	Année de mise en service
1	Nanticoke	charbon	Ontario	4 096	1973
2	Lakeview	charbon	Ontario	2 400	1962
3	Lennox	mazout	Ontario	2 295	1976
4	Sundance	charbon	Alberta	2 200	1970
5	Lambton	charbon	Ontario	2 000	1969
6	Richard L. Hearn	charbon	Ontario	1 200	1951
7	Coleson Cove	mazout	N.-B.	1 050	1976
8	Burrard	gaz naturel	C.-B.	913	1962
9	Boundary Dam	charbon	Sask.	874	1959
10	Keephills	charbon	Alberta	806	1983

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume III, Statistique Canada, n° de catalogue 57-206, 1987

Tableau 5.6. Centrales électronucléaires commerciales au Canada, 1988

	Centrale	Province	Puissance nominale nette (MW)	Mise en service
1	Pickering A1	Ontario	515	1971
2	Pickering A2	Ontario	515	1971
3	Pickering A3	Ontario	515	1972
4	Pickering A4	Ontario	515	1973
5	Bruce A1	Ontario	759	1977
6	Bruce A2	Ontario	769	1977
7	Bruce A3	Ontario	759	1978
8	Bruce A4	Ontario	769	1979
9	Point Lepreau 1	N.-B.	635	1983
10	Pickering B5	Ontario	516	1983
11	Gentilly 2	Québec	638	1983
12	Pickering B6	Ontario	516	1984
13	Bruce B6	Ontario	837	1984
14	Pickering B7	Ontario	516	1985
15	Bruce B5	Ontario	835	1985
16	Pickering B8	Ontario	516	1986
17	Bruce B7	Ontario	837	1986
18	Bruce B8	Ontario	837	1987

Source : Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire, Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 5.7. Capacité excédentaire, 1988*

	Productibilité destinée à la demande intérieure (MW) (1)	Demande de pointe ferme intérieure (MW) (2)	Marge de réserve (MW) (3)=(1)-(2)	Réserve en (%) (4)=(3)/(2)
T.-N.	2 072	1 917	1 055	55
Î.-P.-É.	135	110	25	23
N.-É.	2 019	1 574	445	22
N.-B.	3 135	2 352	783	33
Qué.	31 342	27 060	4 282	16
Ont.	28 750	23 672	5 078	22
Man.	4 335	3 345	990	30
Sask.	2 744	2 299	445	19
Alb.	7 387	5 611	1 776	32
C.-B.	12 540	9 072	3 468	38
Yukon	122	69	53	77
T. N.-O.	188	111	77	69
Canada	95 605	77 192	18 477	24

* *Données préliminaires.*
*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume I**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-204*

Tableau 5.8. Taux de capacité excédentaire, 1960-1988

	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1987	1988
					(%)			
T.-N.	20	17	55	48	98	101	79	55
Î.-P.-É.	81	66	33	33	13	40	33	23
N.-É.	39	32	13	18	62	38	31	22
N.-B.	17	9	49	34	33	51	15	33
Qué.	37	16	16	10	14	20	21	16
Ont.	14	6	13	26	34	11	30	22
Man.	32	41	24	18	54	48	18	30
Sask.	60	28	26	30	7	15	22	19
Alb.	30	23	38	32	45	36	39	32
C.-B.	43	19	23	30	49	50	43	38
Yukon	42	100	23	58	29	130	78	77
T. N.-O.	87	48	42	46	51	70	68	69
Canada	28	15	19	25	31	26	21	24

*Source : Calculé à partir des données du catalogue, **Statistique de l'énergie électrique, Volume I**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-204*

Tableau 5.9. Puissance hydro-électricité au Canada, 1988

Province ou territoire	Exploitée ou en chantier	Potentiel non aménagé		
		brut*	aménageable**	envisagé***
		(MW)		
Terre-Neuve	6 675	5 201	4 623	2 395
Île-du-Prince-Édouard	0	0	0	0
Nouvelle-Écosse	386	8 499	8 499	0
Nouveau-Brunswick	903	940	600	440
Québec	28 541	71 008	39 566	17 964
Ontario	7 775	12 385	12 305	4 024
Manitoba	4 921	8 190	5 090	5 090
Saskatchewan	830	2 189	935	870
Alberta	734	18 813	9 762	1 923
Colombie-Britannique	10 848	33 154	18 185	10 555
Yukon	82	18 583	13 701	350
Territoires du Nord-Ouest	50	9 229	9 201	2 473
Canada	61 745	188 191	122 467	46 084

* *Potentiel brut - Comprend l'ensemble des ressources hydro-électriques du Canada pouvant être mises en valeur nonobstant les contraintes d'ordre économique ou environnemental (exclus les centrales actuellement exploitées ou en chantier).*

** *Potentiel aménageable - Comprend le potentiel brut, moins les sites qui ne seront cependant jamais aménagés, en raison de considérations techniques.*

*** *Potentiel envisagé - Comprend le potentiel aménageable, excluant les sites qui ne seront vraisemblablement jamais aménagés, en raison d'une rentabilité douteuse ou de considérations environnementales prépondérantes. Le potentiel envisagé regroupe les emplacements susceptibles d'être aménagés dans l'avenir.*

Source : Services publics canadiens et Énergie, Mines et Ressources Canada

6. LE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Ce chapitre porte sur le commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis ainsi que sur les échanges interprovinciaux.

Le commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis remonte au début du siècle. Pendant la plus grande partie du siècle, les échanges d'électricité entre les deux pays s'équilibraient. Toutefois, depuis le début des années 1970, les exportations nettes vers les États-Unis ont considérablement augmenté en grande partie à cause des coûts de production des centrales américaines.

Les données préliminaires de 1988 indiquent cependant que les exportations d'électricité vers les États-Unis ont regressé de 27 % en termes de recettes et de 29 % en volume par rapport à 1987 (voir le tableau 6.5). (Cette baisse est en grande partie attribuable à deux facteurs : la sécheresse et un acroissement de la demande d'électricité au Canada). Malgré le fait que les recettes moyennes de toutes les provinces ont diminué en 1988, ce sont le Québec et la Colombie-Britannique qui ont accusé les plus fortes baisses et ce, en raison d'une hydraulicité défavorable (sécheresse). La réduction des exportations d'électricité du Québec et de la Colombie-Britannique comptaient pour les deux tiers de la baisse totale des exportations.

En 1988, l'État de New York a été un important débouché des services exportateurs canadiens, ayant absorbé 34 % des exportations canadiennes. Les États de la Nouvelle-Angleterre ont également constitué un marché important en 1988, ayant importé 31% des exportations totales du Canada.

Figure 6.1. Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de marchandises, 1988

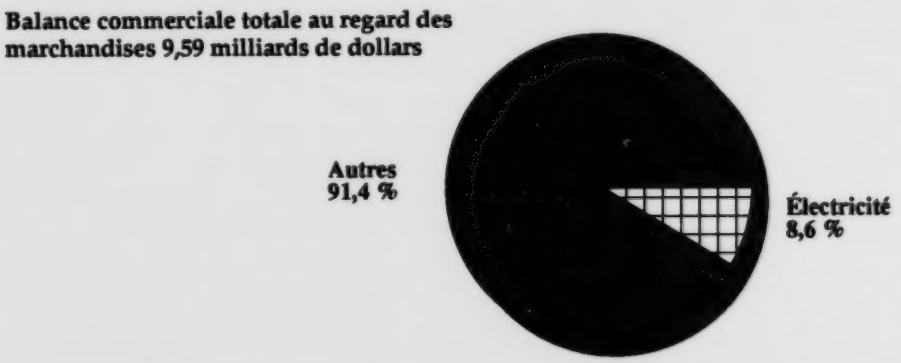


Figure 6.2. Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de l'énergie, 1988

En 1988, les échanges interprovinciaux d'électricité ont atteint 41 517 gigawattheures. Ils représentaient environ 8,5 % de la production canadienne totale (voir le tableau 6.11).

Tableau 6.1. Commerce canado-américain de l'électricité, 1960-1988

	Exportations* (GW.h) (1)	Exportations exprimées en pourcentage de la production nette (2)	Recettes d'exportation (million $) (3)	Importations (GW.h) (4)	Importations exprimées en pourcentage du total des approvisionnements (5)	Coûts des importations (million $) (6)	Exportations nettes (GW.h) (7)=(1)-(4)	Exportations nettes (million $) (8)=(3)-(6)
1960	5 496	4.8	14	357	0.3	1	5 139	13
1961	4 158	3.7	10	1 394	1.3	2	2 764	8
1962	4 112	3.5	8	2 779	2.4	3	1 333	5
1963	3 613	3.0	7	2 884	2.4	3	729	4
1964	4 159	3.1	10	3 121	2.3	3	1 038	7
1965	3 684	2.6	8	3 575	2.5	3	109	5
1966	4 397	2.8	8	3 218	2.1	3	1 179	5
1967	3 994	2.4	8	4 181	2.6	6	-187	2
1968	3 988	2.1	8	4 129	2.3	6	-141	2
1969	4 320	2.3	15	2 740	1.5	3	1 580	12
1970	5 631	2.8	32	3 245	1.6	9	2 386	23
1971	7 321	3.4	45	3 378	1.6	8	3 943	37
1972	11 037	4.6	66	2 381	1.0	3	8 656	63
1973	16 286	6.2	115	2 249	0.9	1	14 037	114
1974	15 400	5.5	169	2 441	0.9	1	12 959	168
1975	11 409	4.2	105	3 972	1.5	3	7 819	102
1976	12 804	4.4	174	3 590	1.3	7	9 214	167
1977	19 957	6.3	419	2 690	0.9	13	17 267	406
1978	20 437	6.1	479	170	0.1	2	20 267	477
1979	30 458	8.6	739	24	0.0	1	30 434	738
1980	28 224	7.7	794	168	0.1	3	28 056	791
1981	34 730	9.1	1 144	466	0.1	5	34 264	1 138
1982	32 986	8.8	1 107	257	0.1	5	32 729	1 102
1983	37 258	9.4	1 249	239	0.1	6	37 019	1 243
1984	37 563	8.8	1 355	290	0.1	10	37 272	1 345
1985	41 441	9.3	1 425	231	0.1	9	41 210	1 416
1986	35 271	8.5	1 086	235	0.1	9	35 036	1 077
1987	45 359	9.4	1 211	536	0.1	12	44 823	1 199
1988	29 729	6.1	880	2 853	0.6	63	26 876	817

* *Avant 1977, les exportations et les importations comprennent les échanges.*

Source : ***Statistique de l'énergie électrique, Volume II****, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202*

Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 6.2. Répartition des exportations d'électricité aux États-Unis par type de transaction, 1960-1988

	Quantité (GW.h)		Recettes (1 000 $)		Quantités part du total (%)		Recettes part du (%)	
	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible
1960	1 040	4 456	4 328	10 023	19	81	30	70
1961	1 192	2 965	5 769	3 783	29	71	60	40
1962	1 261	2 851	6 487	1 775	31	69	79	21
1963	882	2 730	4 625	2 028	24	76	70	30
1964	871	3 289	5 561	4 359	21	79	56	44
1965	635	3 049	4 261	3 322	17	83	56	44
1966	614	3 783	4 257	3 402	14	86	56	44
1967	705	3 289	4 663	3 068	18	82	60	40
1968	741	3 247	5 003	2 714	19	81	65	35
1969	838	3 482	5 735	9 279	19	81	38	62
1970	984	4 648	6 828	25 309	18	82	21	79
1971	1 860	5 461	13 270	31 951	25	75	29	71
1972	2 047	8 990	19 198	46 846	19	81	29	71
1973	2 637	13 649	19 891	94 947	16	84	17	83
1974	2 488	12 912	20 939	147 945	16	84	12	88
1975	2 375	9 034	20 382	84 488	21	79	19	81
1976	2 061	10 743	39 010	134 755	16	84	22	78
1977	3 727	16 230	90 220	329 050	19	81	22	78
1978	3 980	16 457	94 543	384 011	20	80	20	80
1979	6 692	23 766	135 763	602 740	22	78	18	82
1980	7 232	20 992	156 731	636 760	26	74	20	80
1981	5 008	29 722	105 116	1 038 761	14	86	9	91
1982	5 831	27 154	243 140	863 558	18	82	22	78
1983	10 569	26 689	445 751	802 806	28	72	36	64
1984	10 852	26 711	491 662	863 057	29	71	36	64
1985	12 305	29 136	547 109	877 657	30	70	38	62
1986	9 745	25 526	480 233	605 254	28	72	44	56
1987	8 840	36 519	354 781	856 068	19	81	29	71
1988	8 331	21 398	327 132	553 406	28	72	37	63

*Source : **Statistique de l'énergie électrique, Volume II**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202*

Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 6.3. Prix moyen des exportations, 1960-1988

Année	Garantie	Interruptible	Total
		(mils/kW.h)	
1960	4,2	2,3	2,6
1961	4,8	1,3	2,3
1962	5,1	0,6	2,0
1963	5,2	0,7	1,8
1964	6,4	0,9	2,4
1965	6,7	1,1	2,1
1966	6,9	0,9	1,7
1967	6,6	0,9	1,9
1968	6,8	0,8	1,9
1969	6,8	2,7	3,5
1970	6,9	5,5	5,7
1971	7,1	5,9	6,2
1972	9,4	5,2	6,0
1973	7,5	7,0	7,1
1974	8,4	11,5	11,0
1975	8,6	9,4	9,2
1976	18,9	12,5	13,6
1977	24,2	20,3	21,0
1978	23,8	23,3	23,4
1979	20,3	25,4	24,3
1980	21,7	30,3	28,1
1981	21,0	34,9	32,9
1982	41,7	31,8	33,6
1983	42,2	30,1	33,5
1984	45,3	32,3	36,1
1985	44,5	30,1	34,4
1986	49,3	23,7	30,8
1987	40,1	23,4	26,7
1988	39,3	25,9	29,6

Source : L'Énergie électrique au Canada, 1988, Tableau 6.2.

Tableau 6.4. Sources des exportations canadiennes d'électricité, 1975-1988

	Hydro	Charbon importé	Mazout importé	Mazout/Charbon canadien	Nucléaire	Total
			(GW.h)			
1975	5 724	4 838	494	353	0	11 409
1976	6 973	4 323	1 206	302	0	12 804
1977	7 926	8 514	2 961	555	0	19 957
1978	7 290	10 476	2 260	411	0	20 437
1979	15 213	11 587	3 354	128	177	30 458
1980	14 135	10 599	2 867	593	30	28 224
1981	21 182	10 901	1 940	665	42	34 730
1982	20 114	10 315	1 959	502	96	32 986
1983	21 978	11 704	1 201	519	1 856	37 258
1984	22 807	10 582	1 552	711	1 911	37 563
1985	28 836	8 245	1 157	956	2 247	41 441
1986	25 727	5 389	846	825	2 484	35 271
1987	34 065	7 575	1 270	408	2 041	45 359
1988	19 621	4 531	1 393	2 033	2 151	29 729

Source : Données compilées d'après les statistiques de l'Office national de l'énergie

Tableau 6.5. Exportations d'électricité et recettes par province, 1987-1988*

	Quantité (GW.h)			Recettes (millions $)			Recettes moyennes (mils/kW.h)		
	1987	1988	% variation	1987	1988	% variation	1987	1988	% variation
N.-B.	5 910	5 052	-15	278,0	223,2	-20	47,1	44,2	-6
Qué.	16 400	11 865	-28	445,4	345,6	-22	27,2	29,1	7
Ont.	7 194	5 623	-22	215,6	170,6	-21	30,0	30,3	1
Man.	3 314	723	-78	65,3	20,2	-69	19,7	27,9	42
Sask.	11	2	-82	0,2	0,03	-85	15,8	15,0	-5,1
C.-B.	12 486	6 464	-48	206,4	120,8	-42	16,5	18,7	13
Canada	45 359	29 729	-35	1 210,9	880,5	-27	26,7	29,6	11

* *Troc exclu.*

Source : Office national de l'énergie

Tableau 6.6. Exportations de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1988*

	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible
	(en GW.h)		(en %)	
Nouveau-Brunswick	2 522	2 530	50	50
Québec	4 921	6 944	41	59
Ontario	384	5 239	7	93
Manitoba	343	381	47	53
Saskatchewan	-	2	-	100
Colombie-Britannique	161	6 303	2	98
Canada	8 331	21 398	28	72

* *À l'exclusion des échanges.*

Source : Office national de l'énergie

Tableau 6.7. Sources de l'électricité exportée par les provinces, 1988

	Mazout	Charbon	Nucléaire	Hydro-électricité	Autre*	Total
			(%)			
Nouveau-Brunswick	28	18	40	14	-	100
Québec	-	-	-	100	-	100
Ontario	3	81	2	13	1	100
Manitoba	-	1	-	29	70	100
Saskatchewan	-	100	-	-	-	100
Colombie-Britannique	-	14	-	86	-	100
Canada	5	22	7	64	2	100

* *Fait allusion à des importations d'électricité en provenance des États-Unis qui sont par la suite exportées.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 6.8. Provinces exportatrices et marchés importateurs, 1988*

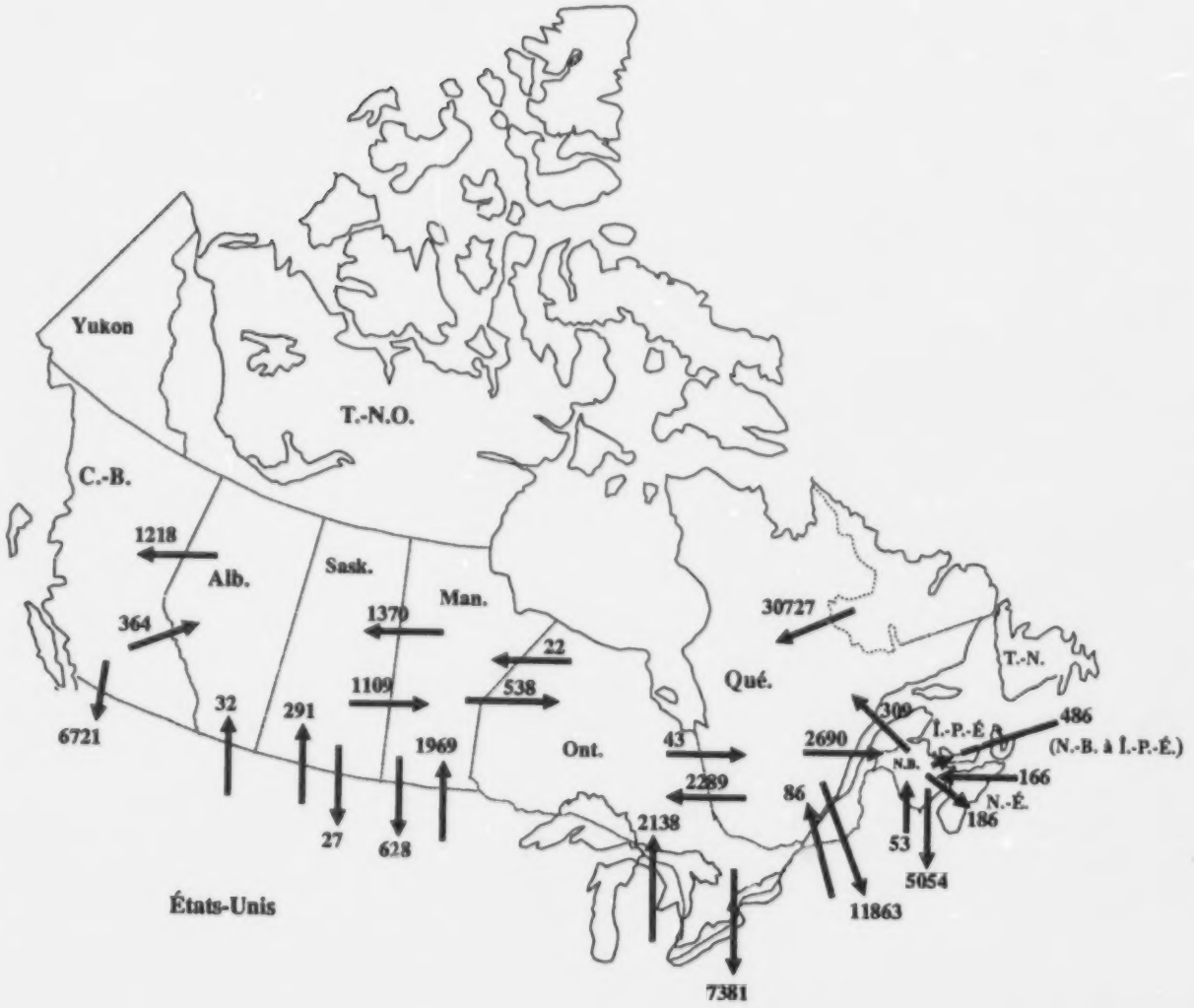
Province exportatrice	Marché importateur	Quantité (MW.h)	Recettes (1 000 $)
Nouveau-Brunswick	Maine	3 091 008	110 144
	Massachusetts	1 914 790	108 413
	New Hampshire	43 080	4 031
	Nouvelle-Angleterre	4 080	632
Québec	Maine	903	51
	Massachusetts	278 899	11 932
	New Hampshire	10	1
	Vermont	1 789 215	65 480
	Nouvelle-Angleterre	3 931 267	111 407
	New York	5 863 932	156 810
Ontario	Vermont	400 848	14 681
	New York	4 835 344	145 523
	Michigan	382 804	10 248
	Minnesota	3 820	173
Manitoba	Minnesota	659 787	18 546
	Dakota du Nord	63 675	1 619
Saskatchewan	Dakota du Nord	1 475	27
Colombie-Britannique	Washington	1 067 410	24 475
	Oregon	2 997 293	42 406
	Idaho	74 310	1 471
	Montana	5 503	116
	Californie	2 269 248	51 253
	Nevada	41 403	836
	Utah	8 588	191
	Alaska	534	71
Canada	États-Unis	29 729 226	880 537

* *Troc exclu.*

Source : Office national de l'énergie

Figure 6.3. Commerce de l'électricité, 1988 (GW.h)*

Échanges interprovinciaux : 49 201 GW.h
Exportations aux É.-U. : 31 673 GW.h
Importations des É.-U. : 4 470 GW.h



* *Troc inclu.*

Tableau 6.9. Provinces : part des exportations totales, 1960-1988*

Année	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Colombie Britannique	Canada
1960	3,0	10,4	86,6	0,0	0,0	0,0	100,0
1961	4,9	9,8	84,8	0,0	0,0	0,5	100,0
1962	6,0	7,2	86,4	0,0	0,0	0,4	100,0
1963	6,8	0,7	91,8	0,0	0,0	0,7	100,0
1964	5,9	1,1	92,3	0,0	0,0	0,7	100,0
1965	6,4	1,3	84,0	0,0	0,0	8,3	100,0
1966	7,1	0,6	73,8	0,0	0,0	18,5	100,0
1967	8,4	0,6	77,7	0,0	0,0	13,3	100,0
1968	9,7	0,9	63,4	0,0	0,0	26,0	100,0
1969	11,2	0,7	66,7	0,0	0,0	21,4	100,0
1970	13,4	0,9	63,9	5,2	0,0	16,6	100,0
1971	18,2	0,9	55,5	9,4	0,0	16,0	100,0
1972	17,0	0,8	55,0	7,7	0,0	19,5	100,0
1973	17,5	0,4	47,0	6,1	0,0	29,0	100,0
1974	16,2	5,7	51,1	8,8	0,0	18,2	100,0
1975	14,2	8,0	42,5	10,3	0,0	25,0	100,0
1976	19,3	4,1	48,6	5,6	0,0	22,4	100,0
1977	17,8	2,9	48,3	2,9	0,0	28,1	100,0
1978	12,4	6,9	52,7	15,0	0,0	13,0	100,0
1979	12,9	25,4	40,2	13,4	0,0	8,4	100,0
1980	13,8	28,7	40,5	11,8	0,0	5,2	100,0
1981	9,3	24,0	33,2	10,3	0,0	23,2	100,0
1982	9,1	25,9	33,8	15,8	0,1	15,3	100,0
1983	14,2	27,5	33,9	16,0	0,2	8,2	100,0
1984	15,1	29,9	29,4	13,6	0,2	11,8	100,0
1985	14,8	23,1	22,5	13,6	0,3	25,7	100,0
1986	18,9	35,8	19,1	19,9	0,3	6,0	100,0
1987	13,0	36,2	15,9	7,3	0,1	27,5	100,0
1988	17,0	39,9	18,9	2,4	0,1	21,7	100,0

* *Troc exclu.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 6.10. Commerce canadien de ressources énergétiques, 1979-1988

	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	Électricité	Uranium	Énergie totale
			(millions $))			
1979						
Exportations	4 265	2 889	750	729	379	9 614
Importations	4 798	3	934	1	12	5 748
Balance	-533	2 886	-184	728	367	3 866
1980						
Exportations	4 891	3 984	824	773	231	11 328
Importations	7 487	0	885	2	17	8 391
Balance	-2 596	3 984	-61	771	214	2 937
1981						
Exportations	5 228	4 370	1 065	1 123	178	12 636
Importations	8 627	0	928	6	15	9 576
Balance	-3 399	4 370	137	1 117	163	3 060
1982						
Exportations	5 218	4 755	1 203	1 120	359	13 089
Importations	5 763	1	1 017	5	17	6 793
Balance	-545	4 754	186	1 115	342	6 296
1983						
Exportations	6 338	3 958	1 247	1 228	63	13 201
Importations	4 221	1	941	3	15	5 180
Balance	2 117	3 957	306	1 225	48	8 020
1984						
Exportations	7 580	3 886	1 851	1 379	334	15 718
Importations	4 919	0	1 203	13	15	6 150
Balance	2 661	3 886	648	1 366	319	9 421
1985						
Exportations	9 239	3 912	2 030	1 408	232	17 411
Importations	5 242	0	1 023	8	28	6 301
Balance	3 997	3 912	1 007	1 400	204	11 110
1986						
Exportations	5 854	2 483	1 869	1 080	842	12 128
Importations	3 082	0	874	9	31	5 293
Balance	2 772	2 483	995	1 071	811	6 835
1987						
Exportations	8 029	2 527	1 696	1 211	886	13 349
Importations	4 810	0	844	12	18	5 683
Balance	3 219	2 527	852	1 199	868	7 666
1988						
Exportations	6 396	2 930	1 963	889	673	12 851
Importations	4 273	0	828	64	76	5 241
Balance	2 123	2 930	1 135	825	597	7 610

*Source : Statistique Canada, **Exportations par marchandise** (65-004) et **Importations par marchandise** (65-007)*

Tableau 6.11. Échanges d'électricité interprovinciaux, 1960-1988

Année	Production canadienne totale (GW.h)	Quantités livrées à d'autres provinces (GW.h)		Rapport en % entre les échanges interprovinciaux et production totale	
		avec Churchill Falls	sans Churchill Falls	avec Churchill Falls	sans Churchill Falls
1960	114 378	7 108	7 108	6,2	6,2
1961	113 713	7 411	7 411	6,5	6,5
1962	117 469	7 188	7 188	6,1	6,1
1963	122 238	6 586	6 586	5,4	5,4
1964	134 987	8 241	8 241	6,1	6,1
1965	144 274	6 230	6 230	4,3	4,3
1966	158 135	7 771	7 771	4,9	4,9
1967	165 625	6 874	6 874	4,2	4,2
1968	176 378	6 578	6 578	3,7	3,7
1969	191 102	6 338	6 338	3,3	3,3
1970	204 723	8 137	8 137	4,0	4,0
1971	216 472	8 047	7 870	3,7	3,6
1972	240 213	17 787	11 470	7,4	4,8
1973	263 335	28 933	15 129	11,0	5,8
1974	279 915	40 768	18 624	14,6	6,7
1975	273 392	49 198	19 684	18,0	7,2
1976	294 043	51 931	19 909	17,7	6,8
1977	316 940	52 005	18 739	16,4	5,9
1978	335 946	53 645	16 706	16,0	5,0
1979	353 051	49 847	14 642	14,1	4,2
1980	367 306	52 709	14 965	14,4	4,1
1981	380 131	51 181	15 325	13,5	4,0
1982	376 805	50 303	14 609	13,4	3,9
1983	395 850	46 007	14 863	11,6	3,8
1984	425 414	53 302	17 375	12,5	4,1
1985	446 413	51 663	19 917	11,6	4,5
1986	455 795	50 706	20 102	11,1	4,4
1987	482 108	49 201	18 808	10,2	3,9
1988	489 044	41 517	10 790	8,5	2,2

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 6.12. Échanges interprovinciaux, 1979-1988

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
					(GW.h)					
Terre-Neuve au Québec	35 290	37 829	35 941	35 779	31 229	36 012	31 836	30 695	30 393	30 727
Nouvelle-Écosse au Nouveau-Brunswick	151	226	112	133	121	271	190	71	82	166
Nouveau-Brunswick à la Nouvelle-Écosse	494	172	303	217	737	303	360	620	659	186
Nouveau-Brunswick à l'Î.-P.-É	362	392	481	478	520	550	585	610	483	486
Nouveau-Brunswick au Québec	0	0	0	0	1	0	2	0	20	309
Québec au Nouveau-Brunswick	3 588	3 675	3 717	3 615	3 971	4 342	5 951	7 204	840	2 690
Québec à l'Ontario	5 389	5 567	6 494	5 768	5 378	7 364	8 685	7 292	5 942	2 289
Ontario au Québec	204	50	58	57	52	68	106	17	15	43
Ontario au Manitoba	23	0	0	3	13	2	0	5	3	22
Manitoba à l'Ontario		1 827	1 575	1 164	1 066	955	940	959	735	1 050
Manitoba à la Saskatchewan	1 248	1 579	1 305	1 488	1 610	1 593	1 530	1 211	1 262	1 370
Saskatchewan au Manitoba	774	951	1 054	1 066	1 209	1 299	1 240	1 076	1 220	1 109
Saskatchewan à l'Alberta	0	4	3	3	2	3	0	0	0	0
Alberta à la Saskatchewan	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0
Alberta à la Colombie-Britannique	394	385	261	188	46	259	182	617	710	1 218
Colombie-Britannique à l'Alberta	103	100	165	442	163	296	37	553	521	364
Total	49 847	52 709	51 181	50 303	46 007	54 302	51 663	50 706	49 201	41 517

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

7. LE TRANSPORT

Au Canada, la longueur totale des circuits à 50 kilovolts (kV) et plus a augmenté de 1 123 kilomètres en 1988 pour atteindre 149 427 km. Trente-deux pour cent des lignes se classent dans une fourchette de 100 kV à 149 kV (voir le tableau 7.1).

Au tableau 7.2 figurent les principales interconnexions provinciales : il en existe 35, ce qui représente une capacité de transit de quelque 10 000 MW. En 1988, la Saskatchewan Power Corporation et l'Alberta Power ont débuté la construction d'une interconnexion en courant continu à haute tension (CCHT) entre les deux réseaux. Au coût de 41 millions de dollars, cette interconnexion installée entre Swift Current (Sask.) et Empress (Alb.), représente 175 kilomètres de circuits à 230 kV en Saskatchewan et 10 kilomètres de circuits à 138 kV en Alberta. Il s'agit de la première interconnexion au Canada entre les réseaux de l'Est et de l'Ouest du continent.

Le Canada compte maintenant plus de 100 lignes de transport pour faire le commerce de l'électricité avec les États-Unis. Même si la plupart de ces lignes ont une faible capacité, il existe tout de même 36 interconnexions à 69 kV ou plus qui représentent une capacité de transit totale de 17 500 MW. Des renseignements sur ces interconnexions figurent au tableau 7.3.

Le Canada est un chef de file dans le domaine du transport de l'électricité sur de longues distances, qu'il s'agisse de courant alternatif à très haute tension (THT) ou de courant continu à haute tension (CCHT). Le phénomène s'explique en grande partie par l'abondance de ses ressources hydrauliques. Au début du siècle, l'avènement du transport à haute tension a permis de mettre en valeur le potentiel hydro-électrique des chutes du Niagara, afin de répondre aux besoins sans cesse croissants des agglomérations du sud de l'Ontario. Au Québec, à la même époque, la première ligne de transport à 50 kV était construite pour alimenter Montréal à partir de la centrale de Shawinigan.

Une fois maîtrisés les principaux cours d'eau à proximité des centres de consommation, plusieurs provinces durent étendre leurs réseaux en y ajoutant des lignes de transport, à THT ou en CCHT, sur de longues distances. En 1965, Hydro-Québec installa le premier réseau de transport à 735 kV au monde. Aujourd'hui, cette ligne s'étend sur plus de 1 100 kilomètres des chutes Churchill (Labrador) à Montréal. De plus, un circuit comparable relie sur environ la même distance le complexe de la baie James aux centres de consommation du Québec.

Le Manitoba a fait oeuvre de pionnier dans la mise au point d'un réseau à $\pm$ 450 kV en CCHT pour relier les centrales hydro-électriques du fleuve Nelson et le sud de la province où sont concentrés la plupart des consommateurs. L'Ontario et la Colombie-Britannique possèdent également des circuits étendus, à l'échelon de tension 500 kV à THT. Tous ces circuits sont représentés à la figure 8.1.

Une telle maîtrise des techniques a permis non seulement le transport sur de longues distances, mais également l'installation de nombreuses interconnexions entre provinces voisines et entre le Canada et les États-Unis.

Tableau 7.1. Longueur des circuits au Canada, 1988

	50 - 99 kV	100 - 149 kV	150 - 199 kV	200 - 299 kV	300 - 399 kV	400 - 599 kV	600 kV et plus	Total
				(km)				
T.-N.	2 230	1 906	-	2 005	-	-	612	6 753
Î.-P.-É.	371	169	-	-	-	-	-	540
N.-É.	2 026	1 676	-	1 067	96	-	-	4 865
N.-B.	2 783	1 900	-	528	969	-	-	6 180
Qué.	4 221	7 694	2 190	3 685	7 257	78	10 092	35 217
Ont.	247	12 312	-	13 666	6	2 411	-	28 642
Man.	6 651	4 256	-	4 157	-	2 042	-	17 106
Sask.	4 849	4 081	-	2 594	-	-	-	11 524
Alb.	3 440	8 748	159	5 802	-	356	-	18 505
C.-B.	4 799	4 235	264	3 759	403	5 344	-	18 804
Yukon	64	497	-	-	-	-	-	561
T.N.-O.	227	503	-	-	-	-	-	730
Canada	31 908 (21 %)	47 977 (32 %)	2 613 (2 %)	37 263 (25 %)	8 731 (6 %)	10 231 (7 %)	10 704 (7 %)	149 427 (100 %)

Source : Statistique Canada, n° de catalogue 57-202 et Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 7.1. Principaux réseaux de transport de longue distance au Canada, 1988

Tableau 7.2. Interconnexions provinciales à la fin de 1988

Interconnexion	Tension	Capacité nominale*
	(kV)	(MW)
Colombie-Britannique/Alberta	1 x 500	800
	1 x 138	110
Saskatchewan/Manitoba	3 x 230	400
	2 x 110	100
Manitoba/Ontario	2 x 230	260
	1 x 115	
Ontario/Québec	4 x 230	1 300
	7 x 120	
Québec/Terre-Neuve	3 x 735	5 225
Québec/Nouveau-Brunswick	2 x ± 80(DC)	700
	2 x 345	
	2 x 230	300
Nouveau-Brunswick/ Nouvelle-Écosse	2 x 138	600
	1 x 345	
Nouveau-Brunswick/Î.-P.-É.	2 x 138	200

* *Dans les faits, il peut exister un écart entre la capacité de transit réelle et la capacité nominale.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 7.2. Principales interconnexions provinciales et internationales, 1988

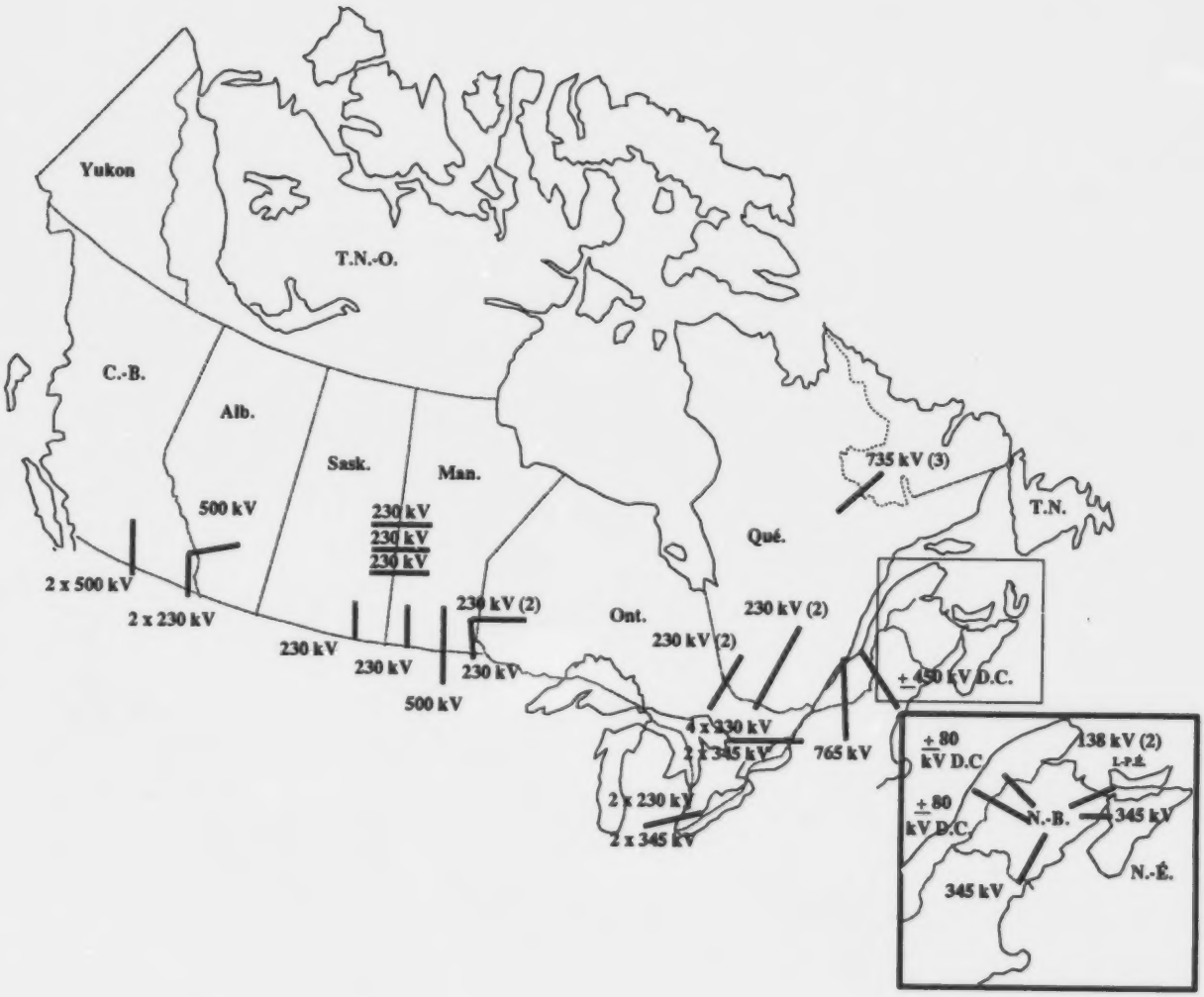


Tableau 7.3. Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis*

Province	État	Tension	Capacité nominale***
		(kV)	(MW)
Nouveau-Brunswick	Maine	1 x 345	600
		1 x 138	60
		5 x 69	155
Québec	New York	1 x 765	2 300
	New York	2 x 120	300
	Vermont	2 x 120	275
	New Hampshire	±450(DC)	690
Ontario**	New York	1 x 230	470
		1 x 230	400
		2 x 230	600
		2 x 345	2 300
		2 x 69	132
		2 x 115	200
	Michigan	1 x 230	535
		1 x 230	515
	Minnesota	2 x 345	1 470
		1 x 120	35
Manitoba	Dakota du Nord	1 x 230	150
	Minnesota	1 x 230	175
	Minnesota	1 x 500	1 000
Saskatchewan	Dakota du Nord	1 x 230	150
Colombie-Britannique**	Washington	1 x 230	300
		1 x 230	400
		2 x 500	4 300

* *Capacité de 35 MW ou plus.*

** *La capacité de transit de plusieurs lignes peut ne pas correspondre au total des capacités individuelles.*

*** *Dans les faits, il peut exister un écart entre la capacité de transit réelle et la capacité nominale.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

8. INVESTISSEMENT ET FINANCEMENT DES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ

L'industrie de l'électricité est une industrie à forte intensité de capital. De 1961 à 1987, le coefficient moyen du capital produit a été de 12,8 comparativement à 2,0 pour l'ensemble de l'économie.

En 1988, les dépenses d'investissement engagées par les services publics se sont accrus de un milliard de dollars comparativement à 1987 (voir le tableau 8.1), et ce, en raison de la progression, au cours des deux dernières années, du taux d'accroissement de la demande supérieur aux prévisions. Au cours de la prochaine année, les dépenses en capital des principaux services publics du Canada devraient s'accroître de 10 % (voir le tableau 10.8)

L'industrie de l'électricité demeure l'investisseur le plus important du secteur énergétique canadien (voir le tableau 8.2). Entre 1971 et 1988, les dépenses d'investissement des services publics, par rapport au total des dépenses en capital engagées représentaient 57 % des dépenses d'investissment du secteur de l'énergie. En 1988, Ontario Hydro et Hydro-Québec abordaient les dépenses d'investissement les plus importantes (voir le tableau 9.4).

Pour leurs besoins en capitaux, les services publics du Canada comptent énormément sur les marchés financiers étrangers. La dette à long terme impayée des principaux services publics canadiens s'élevait à environ 67 milliards de dollars, au 31 décembre 1987. On estime que 57 % (38 milliards de dollars) provenaient du marché intérieur et 43 % (29 milliards de dollars) de l'étranger. De la part du financement international, les États-Unis auraient fourni environ 86 %, la Suisse 7 % (1,9 millard de dollards), l'Allemagne de l'Ouest 4 % (1,1 millard de dollards), le Japon 2 % (0,7 milliard de dollards) et les autres pays d'Europe, environ 1 % (0,4 milliard de dollars).

Comparativement aux services privés d'électricité qui ont recours au capital-action pour se financer, les services publics du Canada et des États-Unis comptent principalement sur l'endettement pour se financer (voir le tableau 8.6).

Tableau 8.1. Investissement des services publics dans le secteur de l'énergie, 1971-1988

	Investissement dans le secteur d'énergie électrique (million $)	Pourcentage par rapport à l'ensemble du secteur énergétique	Pourcentage par rapport à l'économie	Pourcentage par rapport au PIB
1971	1 747	52	8	1,8
1972	1 754	49	7	1,6
1973	2 244	53	8	1,8
1974	2 753	53	8	1,8
1975	3 957	58	9	2,3
1976	4 229	55	9	2,1
1977	4 884	56	10	2,2
1978	5 936	58	11	2,5
1979	6 364	53	10	2,3
1980	6 109	42	8	2,0
1981	7 319	40	9	2,1
1982	8 408	39	10	2,2
1983	7 770	42	10	1,9
1984	6 340	37	8	1,4
1985	5 729	34	6	1,2
1986	5 618	41	6	1,1
1987	6 233	47	5	1,1
1988	7 308	44	6	1,2

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 8.1. Répartition de l'investissement en capital, 1988

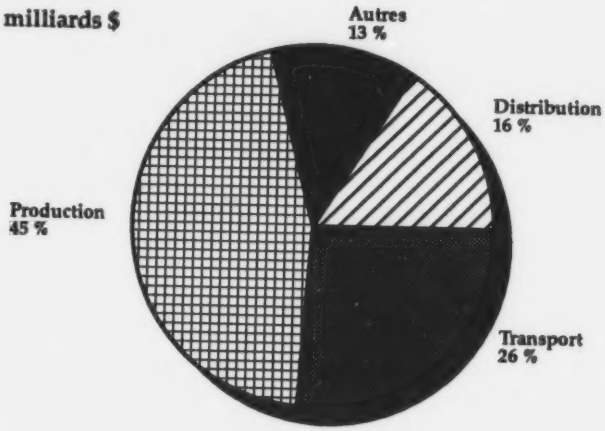


Tableau 8.2. Dépenses d'investissement des industries du secteur énergétique, 1971-1988

Année	Pétrole brut et gaz naturel	Produits pétroliers et charbonniers	Distribution du gaz naturel	Électricité	Mines de charbon	Mines d'uranium	Autres*	Total
				(en millions de dollars)				
1971	463	231	115	1 747	90	6	702	3 381
1972	666	244	142	1 754	37	11	683	3 567
1973	824	319	146	2 244	39	18	589	4 220
1974	1 088	430	192	2 753	88	35	546	5 151
1975	1 390	450	193	3 957	121	30	662	6 831
1976	1 868	344	182	4 229	191	66	666	7 676
1977	2 251	367	213	4 884	248	113	666	8 782
1978	2 271	315	247	5 936	219	180	745	10 258
1979	3 886	274	263	6 364	214	243	793	12 037
1980	5 745	325	386	6 109	299	277	1 317	14 458
1981	6 445	848	409	7 319	576	289	2 285	18 419
1982	6 743	1 231	518	8 408	1 024	405	2 389	21 339
1983	6 564	841	577	7 770	1 225	413	1 190	18 715
1984	6 947	432	604	6 340	832	186	1 262	16 943
1985	8 184	336	604	5 729	471	160	1 101	16 925
1986	5 401	398	574	5 618	429	144	962	13 733
1987	4 331	660	534	6 233	355	106	1 168	13 348
1988	5 967	762	533	7 308	368	159	1 278	16 599

* *Usines de traitement de gaz, transport, commercialisation et entrepreneurs de forage (pétrole et gaz).*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 8.3. Répartition de l'investissement en capital, 1971-1988

Année	Production	Transport	Distribution	Autres	Total
			(en millions de dollars courants)		
1971	915	520	239	73	1 747
1972	1 020	432	229	73	1 754
1973	1 252	366	286	340	2 244
1974	1 805	388	422	138	2 753
1975	2 460	616	547	334	3 957
1976	2 576	794	464	395	4 229
1977	3 085	907	519	373	4 884
1978	3 499	1 290	499	648	5 936
1979	3 892	1 266	570	636	6 364
1980	3 580	1 114	703	712	6 109
1981	4 552	1 387	647	733	7 319
1982	5 026	1 436	937	1 009	8 408
1983	4 882	1 270	766	852	7 770
1984	3 530	1 158	834	818	6 340
1985	2 941	836	1 008	944	5 729
1986	3 214	815	989	600	5 618
1987	2 908	1 258	1 089	978	6 233
1988	3 289	1 900	1 169	950	7 308

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 8.4. Investissement en capital des principaux services d'électricité

	1987	1988	Variation d'année en année
	(en millions de dollars courrants)		
Newfoundland and Labrador Hydro	45	97	52
Newfoundland Light & Power	31	38	7
Maritime Electric Co. Ltd.	13	10	-3
Nova Scotia Power	101	217	116
Énergie Nouveau-Brunswick	82	127	45
Hydro-Québec	1 688	2 107	419
Ontario Hydro	2 638	2 900	262
Hydro-Manitoba	298	381	83
Saskatchewan Power	125	200	75
Alberta Power	133	124	-9
Edmonton Power	187	235	48
TransAlta Utilities	164	223	59
B.C. Hydro	142	238	96
Yukon Energy Corporation	1	3	2
Northwest Territories Power Corporation	8	27	19
Canada	5 656	6 927	1 271

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 8.5. Dette à long terme et sources de financement des principaux services publics, 1987

	Dette à long terme (en millions $)	Sources de financement de la dette à long terme	
		Intérieure (%)	Étrangère (%)
Newfoundland and Labrador Hydro	1 425	52	48
Newfoundland Light & Power	141	93	7
Maritime Electric Co. Ltd.	18	100	0
Nova Scotia Power	1 372	74	26
Énergie Nouveau-Brunswick	2 124	38	62
Hydro-Québec	22 102	41	59
Ontario Hydro	25 064	62	38
Hydro-Manitoba	3 443	37	63
Saskatchewan Power	2 288	70	30
Alberta Power	480	100	0
Edmonton Power	722	100	0
TransAlta Utilities	1 084	95	5
B.C. Hydro	7 070	51	49
Commission d'énergie du Nord canadien	96	100	0
Canada	67 429	57	43

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau 8.6. Comparaison des taux d'endettement des services d'électricité du Canada et des États-Unis, 1984 - 1987

	1984	1985	1986	1987
CANADA			(%)	
Services publics				
Newfoundland and Labrador Hydro	91	90	88	86
Nova Scotia Power	94	95	96	98
Énergie Nouveau-Brunswick	89	88	84	85
Hydro-Québec	75	76	76	75
Ontario Hydro	83	84	84	84
Hydro-Manitoba	97	96	96	97
Winnipeg Hydro	67	68	71	72
Saskatchewan Power	86	87	88	87
Edmonton Power	84	80	75	75
B.C. Hydro	87	86	88	86
Commission d'énergie du Nord canadien	95	96	82	77
Services privés				
Newfoundland Light & Power	44	45	43	48
Maritime Electric Co. Ltd.	48	43	42	43
TransAlta Utilities Corporation	33	33	38	35
Alberta Power	31	29	32	39
ÉTATS-UNIS				
Services publics				
Tennessee Valley Authority	84	83	83	83
Bonneville Power Administration	100	100	100	100
Power Authority of the State of New York	69	71	72	74
Services privés				
Boston Edison Company	50	51	46	48
Northeast Utilities	52	53	52	53
Consolidated Edison Company of New York	34	36	36	37
Niagara Mohawk Power Corporation	46	46	47	55
American Electric Power Company	54	53	53	54
Northern States Power Company	46	46	46	43
Washington Water Power Company	48	44	48	48
Pacific Gas and Electric Company	46	48	46	49

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

9. PRIX DE REVIENT ET DE VENTE

Durant les dernières 26 années, la hausse des coûts de construction d'équipement (centrales hydrauliques, thermiques classiques et nucléaires) a été faible, à l'exception de la période entre 1973 à 1982 (voir le tableau 9.1).

La flambée du coût de l'électricité enregistrée entre 1973 et 1982 est principalement attribuable à deux facteurs : le taux élevé de l'inflation, qui a augmenté chaque année en moyenne de 10 %, et le renchérissement des combustibles fossiles, en moyenne de 18 % par année. Le taux d'inflation élevé a un double effet sur l'industrie de l'électricité : les coûts de construction de nouvelles installations grimpent, tout comme le loyer de l'argent.

Tableau 9.1. Taux d'inflation, d'intérêt et d'augmentation des coûts de construction, 1960-1988

	Taux d'intérêt moyen	Taux d'augmentation des coûts de construction			
		Hydro	Thermique	Nucléaire	IPC
		(%)			
1960	5,7	-	-	-	-
1961	5,4	-	-	-	-
1962	5,4	2,8	-	-	1,2
1963	5,5	3,3	-	-	1,7
1964	5,5	3,2	-	-	1,8
1965	5,7	5,0	-	-	2,5
1966	6,4	6,2	-	-	3,7
1967	6,7	3,6	1,1	-	3,5
1968	7,8	4,2	2,8	-	4,7
1969	8,6	5,7	6,8	-	4,5
1970	9,3	6,6	7,4	-	3,3
1971	8,5	4,6	6,0	-	2,9
1972	8,4	6,3	6,1	6,9	4,8
1973	8,6	9,2	9,2	9,5	7,6
1974	10,2	18,8	20,5	19,2	10,9
1975	10,7	14,3	13,4	13,1	10,8
1976	10,4	8,9	10,0	9,7	7,5
1977	9,6	5,9	7,9	7,5	8,0
1978	10,0	7,7	8,7	8,0	9,0
1979	10,9	8,7	11,0	12,7	9,2
1980	13,3	10,0	11,6	22,0	10,2
1981	16,3	13,7	11,9	11,4	12,5
1982	15,9	7,2	6,8	5,3	10,8
1983	12,8	4,6	4,1	5,0	5,8
1984	12,5	3,2	2,8	0,1	4,4
1985	11,7	1,7	3,8	4,8	4,0
1986	10,5	4,1	3,5	3,5	4,1
1987	10,9	4,1	3,0	1,9	4,1
1988	11,0	4,0	5,7	2,8	4,0

Source : Taux d'intérêt - McLeod Young Weir Ltd

Coût de la construction et IPC - publications 62-007 et 62-001 de Statistique Canada

La progression du coût des combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité a été généralement stable avant la crise de 1973 (voir le tableau 9.2), année après laquelle sont survenues des hausses appréciables. Le coût unitaire du charbon dans la production d'électricité varie d'une région à l'autre en fonction du type de charbon utilisé, de sa provenance et de la proportion de l'approvisionnement énergétique total d'origine thermique. Le coût unitaire du charbon de l'Ouest servant à produire de l'électricité est substantiellement moins dispendieux que celui de l'Est. Dans l'Ouest, le charbon qui alimente les centrales est produit sur place, alors que, dans l'Est, la grande part de l'approvisionnement est importée.

Les prix de revient de l'électricité varient d'une région à l'autre (voir le tableau 9.3) de façon marquée. En 1988, le taux pondéré de l'augmentation du prix de l'électricité était de 3,5 %, soit un peu moins que le taux d'inflation de 4,0 % tel que mesuré par l'IPC (voir le tableau 9.6). Les tarifs d'électricité en vigueur au Canada sont très concurrentiels lorque comparés à ceux de certains autres pays industrialisés.

Tableau 9.2. Coût du combustible servant à la production d'électricité, 1969-1987

	Charbon* de l'Est	Charbon** de l'Ouest	Mazout	Gaz naturel	Uranium	Total
			(mils/kW.h)			
1969	3,46	1,11	4,97	2,54	-	3,24
1970	3,60	1,38	5,68	2,47	-	3,25
1971	4,20	1,28	5,98	3,15	-	3,46
1972	4,32	1,34	6,41	3,93	-	3,42
1973	4,65	1,43	7,06	3,74	-	3,13
1974	5,38	1,54	11,36	5,18	-	4,10
1975	8,64	2,07	12,87	7,17	-	6,16
1976	11,43	2,97	15,38	11,74	1,14	8,11
1977	11,89	3,20	19,01	15,21	1,34	8,40
1978	13,12	2,88	21,22	16,19	1,61	8,82
1979	16,50	3,11	23,93	15,22	1,65	9,62
1980	18,22	3,75	26,22	15,47	2,65	10,69
1981	20,48	4,83	40,77	23,22	2,68	12,22
1982	22,61	5,76	44,88	30,16	2,87	14,04
1983	23,71	5,96	57,27	31,17	3,25	13,20
1984	24,85	5,94	65,11	34,15	3,84	13,64
1985	26,07	6,59	68,02	31,81	4,74	13,54
1986	25,88	5,13	45,15	27,11	4,52	10,70
1987	25,07	5,84	37,22	22,20	4,77	11,63

* *Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick et Ontario*
** *Alberta, Saskatchewan et Manitoba*

*Source : **Statistique de l'énergie électrique**, Statistique Canada, n° de catalogue 57-202, divers numéros*

Tableau 9.3. Produit moyen de la vente d'électricité par province, 1978-1987

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
	(cents courants/kW.h)									
T.-N.	2,0	2,2	2,3	2,8	3,6	3,7	3,9	4,7	3,9	4,0
Î.-P.-É.	6,4	7,2	8,1	10,0	12,0	12,3	12,8	12,9	11,5	10,3
N.-É.	4,4	4,6	4,5	4,9	5,9	6,9	7,5	7,3	6,9	6,8
N.-B.	3,2	3,7	4,1	4,8	5,1	5,4	5,5	5,8	5,5	5,5
Qué.	1,7	2,0	2,2	2,6	3,1	3,4	3,4	3,5	3,4	3,4
Ont.	2,4	2,6	2,9	3,2	3,6	3,9	4,2	4,5	4,5	4,9
Man.	2,3	2,7	2,8	2,8	2,9	3,1	3,4	3,6	3,6	3,9
Sask.	2,7	2,7	2,9	3,6	4,0	4,2	4,5	4,8	5,0	5,5
Alb.	3,1	3,2	3,4	4,1	4,9	5,2	5,4	5,4	5,4	5,3
C.-B.	2,2	2,4	2,6	3,0	3,8	3,8	4,1	4,4	4,2	4,2
Yukon	4,4	4,9	5,3	6,7	8,3	8,3	8,6	9,0	7,8	7,4
T.N.-O.	7,7	9,0	10,0	11,5	14,8	17,9	16,7	16,3	15,9	17,6
Canada	2,3	2,5	2,8	3,1	3,7	3,9	4,1	4,3	4,2	4,4

Source : Statistique Canada, publication 57-202

Tableau 9.4. États financiers des principaux services publics, 1987

	Revenu total	Frais d'exploitation	Combustible	Achat d'énergie	Amortissement	Impôts	Intérêt	Perte au change	Autres frais	Revenu net
	(en millions de dollars courants)									
Newfoundland and Labrador Hydro	332	55	61	-	23	-	149	-	-	44
Newfoundland Light & Power	251	42	-	144	17	11	17	-	-	20
Maritime Electric Co. Ltd.	61	11	-	32	4	5	4	-	-	5
Nova Scotia Power	510	75	199	13	52	5	152	-	42	(28)
Énergie N.-B.	867	92	175	132	82	-	259	-	91	36
Hydro-Québec	5 095	1 246	-	110	500	289	2 170	272	-	508
Ontario Hydro	5 280	1 150	1 124	117	723	90	1 702	126	(23)	271
Hydro-Manitoba	580	240	-	35	80	26	250	3	-	(18)
Réseau de Winnipeg	92	24	-	39	3	2	8	-	1	15
Saskatchewan Power	859	218	253	-	101	-	251	-	-	36
Alberta Power	409	22	131	-	49	82	70	-	-	55
Edmonton Power	280	44	-	77	18	22	5	-	48	66
TransAlta Utilities	925	185	-	21	144	245	129	-	22	179
B.C. Hydro	2 110	318	281	-	237	306	875	-	38	55
Commission d'énergie du Nord canadien	76	57	-	-	8	-	7	-	-	4
Canada	17 727	3 743	2 224	720	2 041	1 083	6 048	401	219	1 248

Source : Rapports annuels des services publics, 1987

Tableau 9.5. Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1988 (en dollars)*

Secteur :	Résidentiel	Commercial	Industriel
Demande facturable (kW) :	-	100	1 000
Consommation (kW.h) :	1 000	25 000	400 000
St. John's	70,58	1 925,86	22 610,07
Charlottetown	101,70	3 284,55	37 937,55
Halifax	72,61	2 261,50	23 365,48
Moncton	64,50	2 006,30	20 450,00
Montréal	44,11	1 506,60	18 025,40
Ottawa	51,20	1 336,90	19 021,90
Toronto	59,90	1 820,25	22 104,00
Winnipeg	43,48	1 148,81	13 821,31
Regina	60,73	1 874,64	23 822,14
Calgary	50,12	1 437,09	16 593,47
Edmonton	51,54	1 565,15	20 002,24
Vancouver	53,32	1 332,85	16 071,30
Whitehorse	72,30	2 280,00	-
Yellowknife	103,53	2 762,50	40 692,50

* *Facture excluant toutes taxes.*

Source : Publication de Statistique Canada n° 57-203

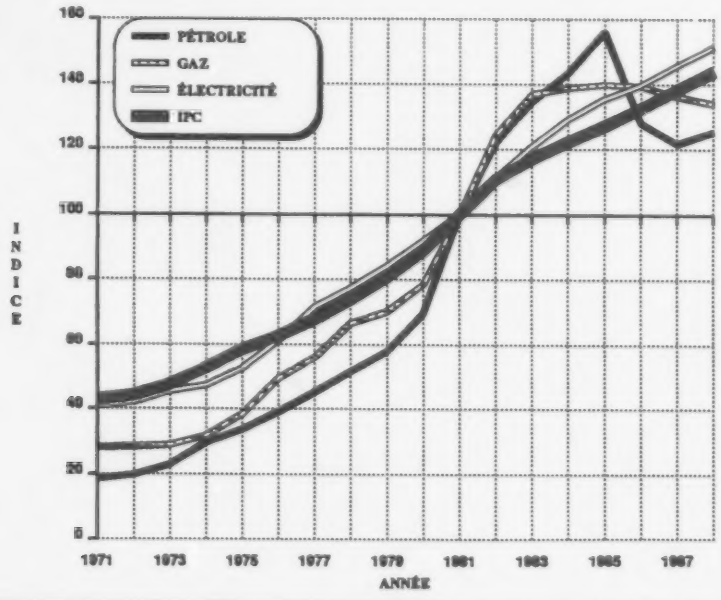
Tableau 9.6. Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1979-1988

	Variation des tarifs (en %) : moyenne établie pour toutes les catégories de clients									
	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Newfoundland and Labrador Hydro	-	19,0	15,8	-	18,2	-	-	-1,7	-	-
Newfoundland Light & Power	12,4	11,8	14,6	-	12,0	-	-	8,7	3,0	-1,1
Maritime Electric Co. Ltd.	-	13,1	21,4	-**	-**	-	3,7	-3,8	-	-1,3
Nova Scotia Power	12,5	-(b)	36,6	-	-	-	-	-	-	-
Énergie Nouveau-Brunswick	7,9	7,8	9,8	-	8,8	6,2	4,6	-	-	-
Hydro-Québec	13,7	13,3	10,6	16,3	7,3	4,0	4,0	5,4	4,9	3,9
Ontario Hydro	7,7	7,3	10,0	10,0	8,2	7,5	8,6	4,0	5,0	4,7
Hydro-Manitoba	14,4	-(a)	-	-	9,5	7,9	5,0	2,8	9,7	4,5
Saskatchewan Power	8,3	7,9	16,1	7,5	12,6	9,2	-	7,5	7,5	6,1
Edmonton Power	-	26,0	12,0	13,2	8,0	5,0	6,7	0	3,0	1,9
TransAlta Utilities	7,5	-	13,0	4,0	15,0	-	1,7	6,1	-1,8	-1,0
Alberta Power	-	12,3	28,9	-11,6*	2,0	-	-4,3	-8,6	-5,0	14,5
B.C. Hydro	5,5	7,6	2,6	20,0*	6,0	6,5	3,8	1,8	-	-

(a) En 1979, le gouvernement provincial a gelé les tarifs jusqu'en 1983.
(b) Le gouvernement provincial a gelé les tarifs en 1980.
* *D'après le tarif dans le secteur résidentiel.*
** *Ne reflète pas les variations mensuelles des frais de service et des redressements du prix des combustibles.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Figure 9.1. Indices des prix, 1971-1988



10. PERSPECTIVES D'AVENIR

Au cours des dernières années, il est devenu difficile de prévoir la demande d'électricité, en grande partie à cause de la désorganisation de l'économie, un résultat de la flambée des prix des ressources énergétiques, notamment de 1975 à 1977 et de 1980 à 1982. De par le monde, le renchérissement des ressources énergétiques a provoqué des perturbations qui ont appelé des rajustements au chapitre des quantités et des types d'énergie utilisés, et remis en question certaines utilisations. L'effondrement des cours du pétrole en 1986 est venu renforcer ce climat d'incertitude. Cela étant, des schémas d'approvisionnements mouvants rendent incertaine la prévisibilité de l'économie et, par contrecoup, celle de la demande d'électricité.

En dépit de cette incertitude, il est impératif d'effectuer des prévisions de la demande afin de s'assurer que la capacité installée permettra de répondre aux besoins. En effet, la mise en service de nouvelles centrales comporte de longs délais de réalisation, et les services publics doivent donc prévoir la demande de nombreuses années à l'avance.

Selon les prévisions des principaux services publics, le taux d'accroissement de la demande d'électricité pour l'ensemble du Canada devrait se situer à 2,2 % pour la période 1988-2005 (voir le tableau 10.1), comparativement à l'Office national de l'énergie et au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR) qui prévoient un taux d'accroissement de la demande d'électricité de 2,0 % et 2,4 %, respectivement (voir la figure 10.1). Quoi qu'il en soit, tous anticipent une croissance bien inférieure au 6,0 % qui avait été observé entre 1947 et 1988.

Tableau 10.1. Prévisions de la demande d'électricité intérieure

	1988	1990	1995	2000	2005	Taux de croissance annuel moyen 1988-2005
			(GW.h)			(%)
T.-N.	10 423	11 575	12 723	14 156	15 698	2,4
Î.-P.-É.	704	747	822	883	950	1,8
N.-É.	8 912	10 057	11 653	13 049	14 480	2,9
N.-B.	12 646	13 757	15 987	17 934	19 857	2,7
Qué.	163 328	171 296	192 443	206 848	214 109	1,6
Ont.	140 677	144 288	161 662	175 463	191 529	1,8
Man.	16 867	17 996	20 072	22 029	23 889	2,1
Sask.	13 455	14 477	16 670	18 373	19 686	2,3
Alb.*	39 325	43 952	58 452	75 280	95 306	5,3
C.-B.	54 078	57 065	62 840	68 595	74 872	1,9
Yukon	439	430	437	440	444	0,1
T.N.-O.	466	496	501	507	512	0,6
Canada	461 320	486 136	554 262	613 557	671 332	2,2

** L'Alberta a fourni des prévisions consolidées de l'accroissement de la demande. Ces prévisions comportaient un scénario fort et faible. Le scénario fort est utilisé aux fins de comparaison.*

Source : Services publics canadiens et Office national de l'énergie

Les services publics prévoient que le taux d'accroissement de la demande de pointe devrait se situer au environ de 2,3 % entre 1988 et 2005 (voir le tableau 10.2). Compte tenu que la demande de pointe augmentera plus rapidement que la demande générale au Canada, le facteur de charge du Canada devrait diminuer, passant de 67,2 % en 1988 à 66,8 % d'ici 2005 (voir le tableau 10.1 et 10.2). Afin de rencontrer les taux d'accroissement prévu pour la période allant de 1988 à 2005, les services publics prévoient un accroissement de la capacité installée totale du Canada d'environ 31 287 MW, à raison de 1 840 MW par année (voir le tableau 10.3). De cet accroissement de la capacité installée, l'hydraulique représentera 64,0 % (20 021 MW); le charbon 14,0 % (4 417 MW); le nucléaire 9,0 % (2 391 MW); le mazout 3,0 % (974 MW); et les autres sources 2,0 % (549 MW) (voir le tableau 10.4).

Quant à la part relative des divers modes de production (voir le tableau 10.6), il semble que l'hydraulique maintiendra sa prépondérance, mais sa part ne sera plus que de 58 % en 2005. La production d'électricité à partir du charbon atteindra 21 % de la production totale, celle du nucléaire sera de 16 % et celle du gaz naturel passera à 3 %. La part du mazout et des autres sources dans la production totale d'électricité ne sera plus que de 1 % en 2005. Pendant la période visée (1988-2005), la consommation de gaz naturel, de charbon et d'uranium pour la production d'électricité augmentera, et le recours au mazout diminuera (voir le tableau 10.7).

Au cours des dix prochaines années, les principaux services publics du Canada devraient investir environ 115 milliards de dollars en équipements. Les installations de production devraient représenter 52 % (60 milliards de dollars), celles de transport, 24 % (27 milliards de dollars), celles de distribution, 14 % (16 milliards de dollars) et les autres installations, 10 % (12 milliards de dollars) (voir les tableaux 10.8 et 10.9).

Quant aux exportations d'électricité vers les États-Unis, elles devraient s'accroître graduellement d'ici 2005 (voir le tableau 10.10).

Figure 10.1 Comparaison des prévisions de la demande d'électricité

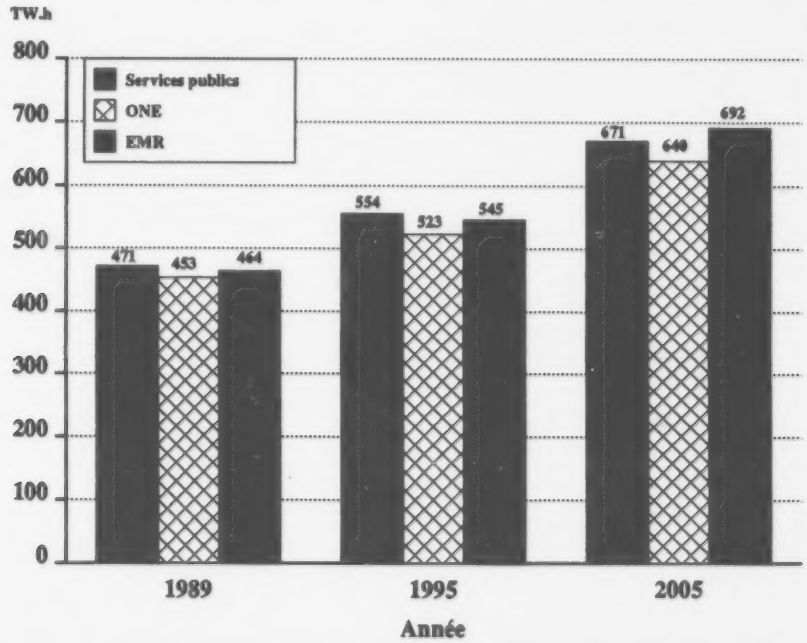


Tableau 10.2. Prévisions de la demande de pointe intérieure

	1988	1990	1995	2000	2005	Taux de croissance annuel moyen 1988-2005
			(MW)			(%)
T.-N.	1 740	1 844	2 046	2 338	2 586	2,4
Î.-P.-É.	127	136	148	157	167	1,6
N.-É.	1 706	1 919	2 243	2 549	2 849	3,1
N.-B.	2 525	2 689	3 154	3 544	3 923	2,6
Québec	28 688	28 374	33 084	37 832	42 571	2,3
Ontario	23 816	24 142	26 679	28 529	30 927	1,6
Man.	3 437	3 524	3 952	4 313	4 666	1,8
Sask.	2 280	2 519	2 904	3 199	3 439	2,5
Alb.	5 823	6 801	8 644	10 693	11 394	4,0
C.-B.	8 054	8 914	9 904	10 904	12 019	2,4
Yukon	75	78	79	79	79	0,3
T.N.-O.	111	115	117	120	121	0,5
Canada	78 382	81 055	92 954	104 257	114 741	2,3

Source : Services publics et Office national de l'énergie

Tableau 10.3. Prévisions de la capacité installée par province

	1988	1990	1995	2000	2005	Taux de croissance annuel moyen 1988-2005
			(MW)			(%)
T.-N.	7 426	7 373	8 243	8 252	8 311	0,7
Î.-P.-É.	142	124	124	124	124	-0,8
N.-É.	2 345	2 051	2 531	2 991	3 291	2,0
N.-B.	3 471	3 480	4 180	4 630	4 630	1,7
Québec	27 258	28 542	31 909	38 369	41 444	2,5
Ontario	32 955	32 685	34 080	35 111	35 171	0,4
Man.	4 125	4 332	5 321	5 707	6 357	2,6
Sask.	2 845	2 828	3 328	3 683	4 063	2,1
Alb.	7 600	7 759	9 260	11 622	13 941	3,6
C.-B.	12 497	12 371	12 371	13 451	14 566	0,9
Yukon	145	149	159	179	184	1,4
T.N.-O.	175	180	184	189	189	0,5
Canada	100 984	101 874	111 690	124 308	132 271	1,6

Source : Services publics canadiens et Office national de l'énergie

Figure 10.2 Diverses prévisions de la puissance installée

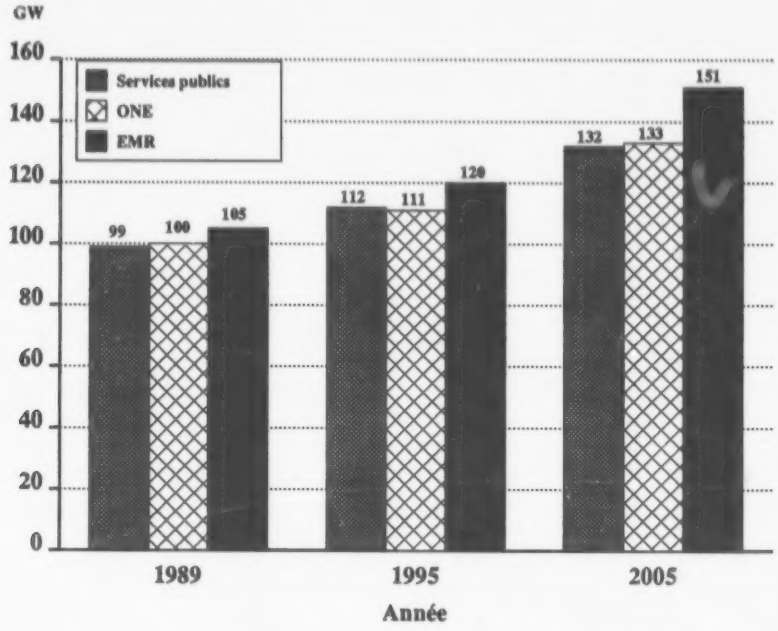


Tableau 10.4. Prévisions de la capacité installée par mode de production au Canada

	1988	1990	1995	2000	2005
			(MW)		
Charbon	19 183	18 852	20 218	22 201	23 600
Mazout	7 311	7 224	8 029	8 223	8 285
Gaz naturel	3 782	3 776	3 827	5 067	6 177
Nucléaire	12 586	12 874	15 517	15 517	15 517
Hydraulique	57 484*	58 568	63 187	72 225	77 505
Autres	638	580	912	1 075	1 187
Total	100 984	101 874	111 690	124 308	132 271

** Inclus l'énergie marémotrice.*

Source : Services publics canadiens et Office national de l'énergie

Tableau 10.5. Production d'électricité par province : prévisions des services publics

	1988	1990	1995	2000	2005	Taux de croissance annuel moyen 1988-2005
			(GW.h)			(%)
T.-N.	41 150	44 312	44 909	45 087	46 981	0,8
Î.-P.-É.	218	225	225	225	225	0,2
N.-É.	8 892	9 875	11 643	12 761	14 480	2,9
N.-B.	15 772	15 196	20 131	22 552	24 023	2,5
Qué.	149 005	151 053	176 938	175 178	209 627	2,0
Ont.	142 743	147 846	165 610	166 476	191 904	1,8
Man.	16 308	22 688	28 999	32 290	33 630	4,3
Sask.	12 937	13 949	16 077	17 990	19 471	2,4
Alb.	40 172	43 948	58 452	71 264	95 312	5,2
C.-B.	60 942	62 765	65 070	59 080	77 102	1,4
Yukon	439	455	505	558	617	2,0
T.N.-O.	466	496	501	479	512	0,6
Canada	489 044	512 808	589 060	603 940	713 884	2,3

Source : Services publics canadiens et Office national de l'énergie

Figure 10.3. Comparaison des prévisions de la production d'électricité

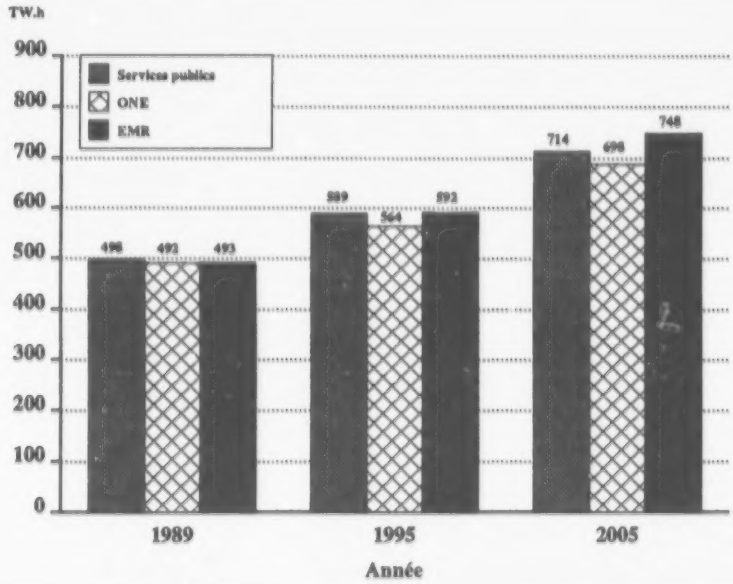


Tableau 10.6. Prévisions de la production d'électricité par source d'énergie au Canada

	1988	1990	1995	2000	2005
			(GW.h)		
Charbon	86 192	78 622	88 177	117 359	146 677
Mazout	10 982	12 705	9 397	6 779	9 446
Gaz naturel	8 045	8 653	14 216	11 091	23 556
Nucléaire	78 176	87 975	114 579	110 352	114 579
Hydraulique	303 546	322 182	358 268	352 609	413 388
Autres	2 103	2 671	4 423	5 750	6 238
Total	489 044	512 808	589 060	603 940	713 844

Source : Services publics canadiens et Office national de l'énergie

Tableau 10.7. Besoins en combustibles pour la production d'électricité

	Charbon (10^3 tonnes)	Mazout (m^3)	Gaz naturel ($10^6 m^3$)	Uranium (tonnes)
1988	47 270	2 491 752	3 628	1 358
1990	42 309	2 822 098	4 068	1 505
1995	48 924	1 888 962	5 874	1 956
2000	63 322	1 695 211	7 125	1 885
2005	77 116	1 867 864	8 473	1 955

Nota : 1 m^3 mazout = 6,3 bbls
1 m^3 gaz = 35,5 pi^3
1 tonne = 1 000 kg

Source : Services publics d'électricité et Office national de l'énergie

Tableau 10.8. Dépenses en capital des principaux services publics, 1988-1998

	1988*	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
	(en millions $ courants)										
Terre-Neuve	136	132	172	175	196	94	222	348	524	644	656
Île-du-Prince-Édouard	10	12	20	11	10	10	12	13	10	10	19
Nouvelle-Écosse	102	217	326	331	357	256	259	302	335	406	204
Nouveau-Brunswick	163	243	390	620	494	294	186	330	449	292	183
Québec	2 107	2 486	3 103	3 455	4 031	5 064	5 778	5 115	5 672	6 826	6 112
Ontario	2 900	3 500	3 100	2 600	2 300	2 500	3 300	4 000	3 600	4 000	5 000
Manitoba	381	477	511	436	408	299	403	549	904	1 123	1 265
Saskatchewan	200	236	375	390	281	353	429	328	303	239	424
Alberta	584	705	524	465	415	538	572	582	590	599	610
Colombie-Britannique	260	354	323	382	334	531	635	809	1 147	1 653	1 627
Yukon	5	14	16	5	5	5	5	5	5	5	5
Territoires du Nord-Ouest	27	14	24	36	24	12	9	9	9	9	9
Canada	6 875	8 391	8 884	8 906	8 855	9 956	11 810	12 390	13 548	15 806	16 113

* *Données actuelles*

Source : Services publics canadiens

Tableau 10.9. Dépenses en capital par fonction, 1988-1998

	1988*	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
	(en millions $ courants)										
Production	3 299	4 226	4 526	4 460	4 409	5 120	6 002	6 682	7 549	8 265	8 257
Transport	1 581	2 048	2 164	2 102	2 062	2 422	2 946	2 482	2 754	4 061	4 265
Distribution	1 251	1 225	1 326	1 397	1 509	1 555	1 663	1 768	1 736	1 812	1 887
Autres	744	892	868	947	875	859	1 199	1 458	1 509	1 668	1 704
Total	6 875	8 391	8 884	8 906	8 855	9 956	11 810	12 390	13 548	15 806	16 113

* *Données actuelles*

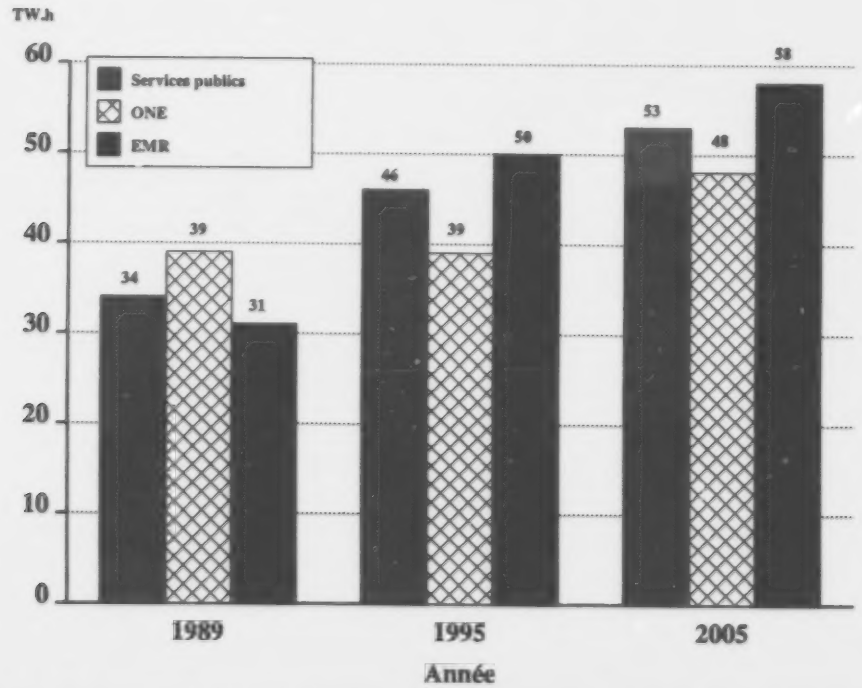
Source : Services publics canadiens

Tableau 10.10. Exportations d'électricité aux États-Unis

	1988*	1989	1990	1995	2000	2005
			(GW.h)			
Nouveau-Brunswick	5 191	4 755	4 441	4 157	5 267	4 215
Québec	11 863	12 267	11 822	16 059	23 341	26 289
Ontario	7 439	6 316	6 916	10 400	8 500	6 500
Manitoba	628	4 310	4 692	9 250	10 546	9 772
Saskatchewan	57	104	88	88	88	0
Colombie-Britannique	8 851	3 400	4 600	5 000	6 000	7 000
Canada	34 029	30 152	32 559	44 954	47 654	53 776

Source : Services publics canadiens

Figure 10.4. Comparaison des prévisions des exportations d'électricité



ANNEXE A

Tableau A1. Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1988 75

Tableau A2. Capacité installée et projetée, 1988 76

Tableau A3. Capacité thermique classique, par source principale 77

Tableau A4. Production d'énergie électrique par source principale, 1988 77

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces 78

Tableau A6. Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1988 80

Tableau A7. Capacité de production par source 82

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1988 et projets pour 1989-2013 87

Tableau A1. Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1988

Année	Puissance installée					Consommation d'énergie électrique	Demande moyenne	Demande de pointe	Marge de réserve		Facteur de charge
	Thermique										
	Classique	Nucléaire	Total partiel	Hydro-électrique	Total						
	(MW)					(GW.h)	(MW)	(MW)	(MW)	(%)	(%)
							(a)	(b)	(c)		(d)	(e)
1920	300	-	300	1 700	2 000	-	-	-	-	-	-
1930	400	-	400	4 300	4 700	19 468	2 222	-	-	-	-
1940	500	-	500	6 200	6 700	33 062	3 774	-	-	-	-
1950	900	-	900	8 900	9 800	55 037	6 283	-	-	-	-
1955	2 100	-	2 100	12 600	14 700	81 000	9 247	12 536	2 164	17	74
1960r	4 392	-	4 392	18 643	23 035	109 304	12 478	17 264	5 771	33	72
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348	144 165	16 457	24 167	5 181	21	68
1970	14 287	240	14 527	28 298	42 826	202 337	23 098	34 592	8 234	24	67
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352	265 955	30 360	46 187	15 165	33	66
1976	23 039	3 466	26 505	39 488	65 993	284 829	32 515	49 527	16 456	33	66
1977	24 699	5 066	29 765	40 810	70 575	299 673	34 209	52 001	18 574	36	66
1978	26 154	5 866	32 020	41 898	73 918	316 435	36 123	54 106	19 812	37	67
1979	27 353	5 866	33 219	44 009	77 228	323 465	36 925	55 699	21 529	39	66
1980r	28 363	5 866	34 229	47 770	81 999	340 068	38 821	59 170	22 829	39	66
1981	28 493	5 600	34 093	49 216	83 308	346 333	39 536	59 237	24 071	41	67
1982	28 957	6 547	35 504	50 007	85 511	345 115	39 397	62 417	23 094	37	63
1983	30 447	7 771	38 218	51 274	89 492	359 838	41 077	66 866	22 626	34	61
1984	30 427	9 813	40 240	54 949	95 189	385 516	44 009	65 798	29 391	45	67
1985r	30 476	10 664	41 140	57 731	98 871	406 859	46 445	71 235	27 636	39	65
1986r	30 980	11 098	42 078	57 731	99 809	421 817	48 153	70 364	29 445	42	68
1987r	30 800	12 528	43 328	57 945	101 273	438 152	50 017	77 923	23 350	30	64
1988p	30 914	12 586	43 500	57 484	100 984	461 320	52 662	78 382	22 602	29	67

(a) 1920-1955 : Données approximatives calculées en utilisant les données actuelles de Statistique Canada pour les centrales qui produisent de l'énergie destinée à la vente, auxquelles ont été ajoutées les estimations relatives aux centrales produisant exclusivement pour les besoins du propiétaire. ***Perspectives de l'énergie au Canada,*** *(Commission royale d'enquête sur les perspectives économiques du Canada) John Davis, 1957. 1956-1981: Statistique Canada, publication 57-202.*

(b) Demande moyenne = consommation d'énergie - 8 760 (heures/an)

(c) Statistique Canada, publication 57-204

(d) Marge de réserve = $\frac{\text{(puissance installée - demande de pointe)}}{\text{demande de pointe}}$

(e) Facteur de charge = demande moyenne - demande de pointe

p = données préliminaires r = données révisées

Source : Statistique Canada et Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A2. Capacité installée et projetée, 1988

	Hydraulique	Nucléaire	Thermique classique	Total	% du total canadien
	(MW)				
Terre-Neuve	6 644	0	782	7 426	7,35
Île-du-Prince-Édouard	0	0	122	122	0,12
Nouvelle-Écosse	386	0	1 959	2 345	2,32
Nouveau-Brunswick	903	680	1 908	3 491	3,46
Québec	25 585	685	988	27 258	26,99
Ontario	7 775	11 221	13 959	32 955	32,63
Manitoba	3 641	0	484	4 125	4,08
Saskatchewan	832	0	2 013	2 845	2,82
Alberta	734	0	6 866	7 600	7,53
Colombie-Britannique	10 848	0	1 649	12 497	12,38
Yukon	83	0	41	124	0,12
Territoires du Nord-Ouest	53	0	143	196	0,19
Total canadien au 31 décembre 1988	57 484	12 586	30 914	100 984	100,00
% de la capacité totale	56,92	12,46	30,61	100,00	
Augmentations nettes en 1988	-461	58	114	-289	
Augmentations prévues en 1989	1 056	881	485	2 422	

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A3. Capacité thermique classique, par source principale* (MW)

	Vapeur					Turbine à gaz			Combustion interne			Toutes sources thermiques classiques				
	Charbon	Mazout	Gaz	Autres	Total	Mazout	Gaz	Total	Mazout	Gaz	Total	Charbon	Mazout	Gaz	Autres**	Total
T.-N.	0	530	0	0	530	170	0	170	82	0	82	0	782	0	0	782
Î.-P.-É.	0	70	0	0	70	41	0	41	11	0	11	0	122	0	0	122
N.-É.	1 182	553	0	19	1 754	205	0	205	1	0	1	1 182	759	0	19	1 960
N.-B.	318	1 492	0	58	1 868	23	0	23	16	0	16	318	1 531	0	58	1 907
Qué.	0	615	8	5	628	260	0	260	100	0	100	0	975	8	5	988
Ont.	10 872	2 200	186	63	13 321	447	181	628	4	6	10	10 872	2 651	373	63	13 959
Man.	419	0	4	23	446	24	0	24	14	0	14	419	38	4	23	484
Sask.	1 531	21	277	22	1 851	0	155	155	6	0	6	1 531	27	432	22	2 012
Alb.	4 861	0	1 318	118	6 297	0	524	524	15	30	45	4 861	15	1 872	118	6 866
C.-B.	0	68	1 005	330	1 403	100	51	151	79	17	96	0	247	1 073	330	1 650
Yukon	0	0	0	0	0	0	20	20	44	0	44	0	44	20	0	64
T.N.-O.	0	0	0	0	0	0	0	0	121	0	121	0	121	0	0	121
Canada	19 183	5 549	2 798	638	28 168	1 270	931	2 201	493	53	546	19 183	7 312	3 782	638	30 915

* *Données préliminaires au 31 décembre 1988.*
** *Essentiellement des déchets de bois et du goudron de bois.*
Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments en raison de l'arrondissement des chiffres.

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A4. Production d'énergie électrique par source principale, 1988

	Thermiques classiques*								% produit par	
	Charbon	Mazout	Gaz	Total	Nucléaire	Hydraulique	Total	% de la production totale	services publics d'électricité	installations industrielles
	(GW.h)									
Terre-Neuve	0	1 419	0	1 419	0	39 731	41 150	8,41	98,75	1,25
Île-du-Prince-Édouard	0	85	0	85	0	0	85	0,02	100,00	0,00
Nouvelle-Écosse	6 033	1 752	0	7 785	0	1 107	8 892	1,82	95,93	4,07
Nouveau-Brunswick	1 865	6 188	0	7 983	5 342	2 580	15 905	3,25	95,32	4,68
Québec	0	332	0	332	5 282	143 391	149 005	30,47	88,56	11,44
Ontario	35 033	510	1 334	36 877	67 552	38 314	142 743	29,19	97,21	2,79
Manitoba	924	0	5	929	0	15 379	16 308	3,33	99,72	0,28
Saskatchewan	9 853	19	722	10 594	0	2 343	12 937	2,65	97,53	2,47
Alberta	33 627	120	4 994	38 741	0	1 431	40 172	8,21	91,95	8,05
Colombie-Britannique	0	420	1 949	2 369	0	58 573	60 942	12,46	80,60	19,40
Yukon	0	30	0	30	0	409	439	0,09	100,00	0,00
Territoires du Nord-Ouest	0	177	1	178	0	288	466	0,10	94,21	5,79
Canada	87 335	10 982	9 005	107 322	78 176	303 546	489 044	100,00	94,98	5,02

* *Ventilation fondée sur des données estimatives.*

Source : Statistique Canada et Énergie, Mines te Ressources Canada

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces (GW.h)

Province	Année	Commerce interprovincial Export.	Import.	Export. nettes	Commerce international* Export.	Import.	Export. nettes	Total des exportations nettes
Terre-Neuve	1988	30 727	-	30 727	-	-	-	30 727
	1987	30 393	-	30 393	-	-	-	30 393
	1986	30 695	-	30 695	-	-	-	30 695
	1985	31 837	-	31 837	-	-	-	31 837
	1984	36 043	-	36 043	-	-	-	36 043
Île-du-Prince-Édouard	1988	-	486	-486	-	-	-	-486
	1987	-	483	-483	-	-	-	-483
	1986	-	610	-610	-	-	-	-610
	1985	-	575	-575	-	-	-	-575
	1984	-	539	-539	-	-	-	-539
Nouvelle-Écosse	1988	166	186	-20	-	-	-	-20
	1987	82	659	-577	-	-	-	-577
	1986	71	611	-540	-	-	-	540
	1985	199	350	-151	-	-	-	-151
	1984	282	301	-19	-	-	-	-19
Nouveau-Brunswick	1988	981	2 856	-1 875	5 191	190	5 000	3 126
	1987	1 164	6 922	-5 758	6 141	266	5 875	117
	1986	1 230	7 275	-6 045	7 008	424	6 584	539
	1985	927	6 026	-5 099	6 093	12	6 081	982
	1984	841	4 588	-3 747	5 657	17	5 640	1 893
Québec	1988	4 979	31 079	-26 100	11 863	86	11 777	-14 323
	1987	12 782	30 427	-17 645	16 401	-	16 401	-1 244
	1986	14 496	30 712	-16 216	12 674	35	12 639	-3 577
	1985	14 491	31 878	-17 387	9 581	3	9 578	-7 809
	1984	11 668	36 105	-24 437	11 250	8	11 242	-13 195
Ontario	1988	65	2 827	-2 762	7 439	2 611	4 828	2 066
	1987	16	6 992	-6 976	8 497	2 113	6 384	-592
	1986	22	8 027	-8 005	7 957	1 693	6 264	-1 441
	1985	44	9 632	-9 588	10 563	1 701	8 862	-726
	1984	64	8 302	-8 238	11 370	913	10 457	2 219
Manitoba	1988	1 908	1 126	782	628	1 969	-1 341	-559
	1987	2 311	1 220	1 091	3 461	512	2 949	4 040
	1986	1 946	1 087	859	6 989	12	6 977	7 836
	1985	2 524	1 238	1 286	5 660	45	5 615	6 901
	1984	2 565	1 301	1 264	5 057	43	5 014	6 278
Saskatchewan	1988	1 109	1 369	-260	57	315	-258	-518
	1987	1 222	1 262	-40	113	84	29	-11
	1986	1 076	1 210	-134	151	64	87	-47
	1985	1 236	1 556	-320	163	93	70	-250
	1984	1 302	1 625	-323	86	66	20	-303

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces (GW.h) (suite)

Province	Année	Commerce interprovincial			Commerce international*			Total des exportations nettes
		Export.	Import.	Export. nettes	Export.	Import.	Export. nettes	
Alberta	1988	1 218	369	849	-	-	-	849
	1987	710	526	184	-	2	-2	182
	1986	617	555	62	-	3	-3	59
	1985	243	278	-35	-	2	-2	-37
	1984	262	302	-40	-	2	-2	-42
Colombie-Britannique	1988	364	1 219	-855	8 851	1 132	7 719	6 864
	1987	521	710	-189	12 815	493	12 322	12 133
	1986	553	617	-64	4 156	2 727	1 429	1 365
	1985	275	243	32	10 956	837	10 119	10 151
	1984	298	262	36	8 015	1 294	6 721	6 757
Yukon	1988	-	-	-	-	-	-	-
	1987	-	-	-	-		-	-
	1986	-	-	-	-	-	-	-
	1985	-	-	-	-	-	-	-
	1984	-	-	-	-	-	-	-
Territoires du Nord-Ouest	1988	-	-	-	-	-	-	-
	1987	-	-	-	-	-	-	-
	1986	-	-	-	-	-	-	-
	1985	-	-	-	-	-	-	-
	1984	-	-	-	-	-	-	-
Canada	1988	-	-	-	34 029	6 305	27 724	27 724
	1987	-	-	-	47 428	3 470	43 958	43 958
	1986	-	-	-	38 934	4 957	33 977	33 977
	1985	-	-	-	43 016	2 693	40 323	40 323
	1984	-	-	-	41 436	2 343	39 093	39 093

* *Comprend les échanges.*

Source : Statistique Canada

Tableau A6. Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1988*

Société exportatrice	Groupe/État importateur	Recettes (milliers $)	Quantité (GW.h)
Fraser Inc.	Fraser Paper Ltd. (Maine)	19 477	380
Maine & New Brunswick Electrical Power Co. Ltd.	Maine Public Service Co. (Maine)	1 849	84
Énergie N.-B.	Maine Public Service Co. (Maine)	6 085	175
Énergie N.-B.	Eastern Maine Electric Cooperative Inc. (Maine)	3 815	68
Énergie N.-B.	Maine Electric Power (Maine)	33 415	991
Énergie N.-B.	Central Maine Power Co. (Maine)	38 375	1 163
Énergie N.-B.	Bangor Hydro-Electric Co. (Maine)	7 128	229
Énergie N.-B.	Massachusetts Municipal Wholesale Electric Co. (Massachusetts)	45 216	842
Énergie N.-B.	Boston Edison Co. (Massachusetts)	50 778	863
Énergie N.-B.	Commonwealth Electric Co. (Massachusetts)	12 419	210
Énergie N.-B.	Public Service Co. of N.H. (New Hampshire)	4 030	43
Énergie N.-B.	New England Elec. Power Co. (New England)	632	4
Hydro-Québec	Boston Edison Co. (Massachusetts)	9 167	214
Hydro-Québec	Montaup Electric Co. (Massachusetts)	2 765	64
Hydro-Québec	Citizens Utilities Co. (Vermont)	6 956	181
Hydro-Québec	Vermont Joint Owners (Vermont)	10 949	448
Hydro-Québec	Vermont Dep't of Public Service (Vermont)	47 434	1 157
Hydro-Québec	Vermont Marble Company (Vermont)	142	3
Hydro-Québec	New England Power Pool (New England)	11 407	3 931
Hydro-Québec	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	38 562	1 339
Hydro-Québec	New York Power Authority (New York)	118 249	4 525
Cornwall Electric	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	6 608	246
Canadian Niagara	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	10 984	396
Ontario Hydro	Vermont Dep't of Public Service (Vermont)	14 681	401
Ontario Hydro	Niagara Mohawk Power Corp. (New York)	116 734	3 853
Ontario Hydro	New York Power Authority (New York)	991	35
Ontario Hydro	New York Power Pool (New York)	10 203	304
Ontario Hydro	Detroit Edison Co. (Michigan)	10 248	382
Ontario Hydro	Minnesota Power & Light Co. (Minnesota)	170	4
Boise Cascade Canada Ltd.	Boise Cascade (Minnesota)	3	N
Hydro-Manitoba	Northern States Power Co. (Minnesota)	17 309	605
Hydro-Manitoba	Otter Tail Power Co. (Minnesota)	663	27
Hydro-Manitoba	United Power Association (Minnesota)	40	1
Hydro-Manitoba	Minnesota Power & Light Co. (Minnesota)	440	24
Hydro-Manitoba	Minnkota Power Cooperative Inc. (North Dakota)	1 619	64
Saskatchewan Power Corporation	Basin Electric Power Cooperative (North Dakota)	27	1

Tableau A6. Exportations d'électricité par société exportatrice et groupe ou état importateur, 1988* (suite)

Société exportatrice	Groupe/État importateur	Recettes (milliers $)	Quantité (GW.h)
Cominco Ltd.	Bonneville Power Administration (Washington)	787	36
Cominco Ltd.	Puget Sound Power & Light Co. (Washington)	1 342	68
Cominco Ltd.	Washington Water Power Co. (Washington)	339	19
Cominco Ltd.	Portland General Electric Co. (Oregon)	4 820	261
Cominco Ltd.	Pacific Power & Light Co. (Oregon)	62	4
Cominco Ltd.	Idaho Power Co. (Idaho)	841	46
Cominco Ltd.	Montana Power Co. (Montana)	37	2
Cominco Ltd.	Bonneville Power Administration (California)	1 436	69
Cominco Ltd.	Sierra Pacific Power Co. (Nevada)	384	20
Cominco Ltd.	Utah Power & Light Co. (Utah)	6	N
B.C. Hydro	Bonneville Power Administration (Washington)	10 481	467
B.C. Hydro	Puget Sound Power & Light Co. (Washington)	6 298	282
B.C. Hydro	Washington Water Power Co. (Washington)	4 454	162
B.C. Hydro	Seattle City Light (Washington)	771	32
B.C. Hydro	Portland General Electric Co. (Oregon)	37 230	2 717
B.C. Hydro	Pacific Power & Light Co. (Oregon)	293	15
B.C. Hydro	Idaho Power Co. (Idaho)	630	28
B.C. Hydro	Montana Power Co. (Montana)	79	3
B.C. Hydro	Bonneville Power Administration (California)	49 817	2 200
B.C. Hydro	Sierra Pacific Power Co. (Nevada)	452	21
B.C. Hydro	Utah Power & Light Co. (Utah)	185	8

N = négligeable
** à l'exclusion des ententes limitrophes.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A7. Capacité de production par source (MW)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
TERRE-NEUVE							
Total à la fin de 1987	504,60	170,39	82,21	-	757,20	6 643,80	7 401,00
Changements 1988	25,00	-	-	-	25,00	-	25,00
Total à la fin de 1988	529,60	170,39	82,21	-	782,20	6 643,80	7 426,00
Additions projetées							
1989	25,00	-	-	-	25,00	-	25,00
1990	-	-	-	-	0,00	-	0,00
1991	-	108,00	-	-	108,00	-	108,00
1992	-	-	-	-	0,00	31,00	31,00
2005	-	54,00	-	-	54,00	-	54,00
2007	-	54,00	-	-	54,00	-	54,00
2008	-	54,00	-	-	54,00	-	54,00
2010	-	54,00	-	-	54,00	-	54,00
Total à la fin de 2010	554,60	494,39	82,21	-	1 131,20	6 674,80	7 806,00
ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD							
Total à la fin de 1987	70,50	40,85	11,14	-	122,49	-	122,49
Changements 1988	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1988	70,50	40,85	11,14	-	122,49	-	122,49
NOUVELLE-ÉCOSSE							
Total à la fin de 1987	1 753,79	205,00	0,60	-	1 959,39	386,36	2 345,75
Changements 1988	-	-	-	-	0,00	0,00	-
Total à la fin de 1988	1 753,79	205,00	0,60	-	1 959,39	386,36	2 345,75
Additions projetées							
1991	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
1993	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
1995	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
1997	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
1998	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
2000	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
Total à la fin de 2000	2 653,79	205,00	0,60	-	2 859,39	386,36	3 245,75

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
NOUVEAU-BRUNSWICK							
Total à la fin de 1987	1 868,08	23,38	16,34	680,00	2 587,80	903,03	3 490,83
Changements 1988	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1988	1 868,08	23,38	16,34	680,00	2 587,80	903,03	3 490,83
Additions projetées							
1989	25,00	30,00	-	-	55,00	-	55,00
1993	450,00	-	-	-	450,00	-	450,00
1994	200,00	-	-	-	200,00	-	200,00
1998	450,00	-	-	-	450,00	-	450,00
Total à la fin de 1998	2 993,08	53,38	16,34	680,00	3 742,80	903,03	4 645,83
QUÉBEC							
Total à la fin de 1987	627,65	362,88	100,18	685,00	1 775,71	26 050,80	27 826,51
Changements 1988	-	-103,00	-	-	-103,00	-466,00	-569,00
Total à la fin de 1988	627,65	259,88	100,18	685,00	1 672,71	25 584,80	27 257,51
Additions projetées							
1989	-	-	-	-	0,00	1 056,00	1 056,00
1990	-	-	-	-	0,00	-	0,00
1991	-	-	-	-	0,00	950,00	950,00
1992	-	124,00	-	-	124,00	950,00	1 074,00
1993	-	372,00	-	-	372,00	-	372,00
1994	-	-	-	-	0,00	700,00	700,00
1995	-	-	-	-	0,00	1 517,00	1 517,00
1996	-	-	-	-	0,00	699,00	699,00
1997	-	-	-	-	0,00	614,00	614,00
1998	-	-	-	-	0,00	2 009,00	2 009,00
1999	-	-	-	-	0,00	1 244,00	1 244,00
2000	-	-	-	-	0,00	680,00	680,00
2001	-	-	-	-	0,00	330,00	330,00
2002	-	-	-	-	0,00	110,00	110,00
2003	-	-	-	-	0,00	424,00	424,00
2004	-	-	-	-	0,00	775,00	775,00
2005	-	-	-	-	0,00	249,00	249,00
2006	-	-	-	-	0,00	621,00	621,00
Total à la fin de 2006	627,65	755,88	100,18	685,00	2 168,71	38 512,80	40 681,51

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
ONTARIO							
Total à la fin de 1987	13 183,15	575,93	9,52	11 163,00	24 931,60	7 770,80	32 702,40
Changements 1988	138,00	52,00	-	58,00	248,00	4,0	252,00
Total à la fin de 1988	13 321,15	627,93	9,52	11 221,00	25 179,60	7 774,80	32 954,40
Additions projetées							
1989	-	-	-	881,00	881,00	-	881,00
1990	-	-	-	-	0,00	-	0,00
1991	-	-	-	1 762,00	1 762,00	-	1 762,00
1992	-	-	-	881,00	881,00	-	881,00
Total à la fin de 1992	13 321,15	627,93	9,52	14 745,00	28 703,60	7 774,80	36 478,40
MANITOBA							
Total à la fin de 1987	445,80	23,80	14,16	-	483,76	3 641,10	4 124,86
Changements 1988	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1988	445,80	23,80	14,16	-	483,76	3 641,10	4 124,86
Additions projetées							
1990	-	-	-	-	0,00	256,00	256,00
1991	-	-	-	-	0,00	640,00	640,00
1992	-	-	-	-	0,00	384,00	384,00
1999	-	-	-	-	0,00	260,00	260,00
2000	-	-	-	-	0,00	390,00	390,00
2001	-	-	-	-	0,00	650,00	650,00
2012	-	-	-	-	0,00	87,50	87,50
2013	-	-	-	-	0,00	262,50	262,50
Total à la fin de 2013	445,80	23,80	14,16	-	483,76	6 571,10	7 054,86
SASKATCHEWAN							
Total à la fin de 1987	1 851,76	154,92	6,60	-	2 013,28	832,56	2 845,84
Changements 1988	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1988	1 851,76	154,92	6,60	-	2 013,28	832,56	2 845,84
Additions projetées							
1991	-	50,00	-	-	50,00	-	50,00
1992	300,00	-	-	-	300,00	-	300,00
1993	-	50,00	-	-	50,00	-	50,00
1994	-	-	-	-	0,00	100,00	100,00
1995	-	50,00	-	-	50,00	-	50,00
Total à la fin de 1995	2 151,76	304,92	6,60	-	2 463,28	932,56	3 395,84

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
ALBERTA							
Total à la fin de 1987	6 297,42	524,10	44,87	-	6 866,39	733,70	7 600,09
Changements 1988	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1988	6 297,42	524,10	44,87	-	6 866,39	733,70	7 600,09
Additions projetées							
1989	400,00	-	-	-	400,00	-	400,00
1990	380,00	-	-	-	380,00	-	380,00
1991	400,00	-	-	-	400,00	-	400,00
1994	-	400,00	-	-	400,00	-	400,00
1995	383,00	-	-	-	383,00	-	383,00
1996	383,00	-	-	-	383,00	-	483,00
1997	-	700,00	-	-	700,00	-	700,00
1998	360,00	100,00	-	-	460,00	-	460,00
1999	360,00	300,00	-	-	660,00	-	660,00
Total à la fin de 1999	8 963,42	2 024,10	44,87	-	11 032,39	733,70	11 766,09
COLOMBIE-BRITANNIQUE							
Total à la fin de 1987	1 402,16	150,70	95,78	-	1 648,64	10 847,87	12 496,51
Changements 1988	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1988	1 402,16	150,70	95,78	-	1 648,64	10 847,87	12 496,51
Additions projetées							
2000	-	-	-	-	0,00	300,00	300,00
2001	-	-	-	-	0,00	760,00	760,00
2002	-	-	-	-	0,00	80,00	80,00
2003	-	-	-	-	0,0	-	-
2004	-	-	-	-	0,00	110,00	110,00
2005	500,00	-	-	-	500,00	110,00	610,00
2006	500,00	-	-	-	500,00	55,00	555,00
2007	500,00	-	-	-	500,00	-	500,00
2008	500,00	-	-	-	500,00	-	500,00
Total à la fin de 2008	3 402,16	150,70	95,78	0,00	3 648,64	12 262,87	15 911,51
YUKON et T.N.-O.							
Total à la fin de 1987	0,00	19,50	162,24	0,00	181,74	135,10	316,84
Changements 1988	-	-	2,50	-	2,50	1 00	3,50
Total à la fin de 1988	0,00	19,50	164,74	0,00	184,24	136,10	320,34

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
Additions projetées							
1989	-	-	4,60	-	4,60	-	4,60
1990	-	-	-	-	0,00	0,80	0,80
1991	-	-	1,40	-	1,40	-	1,40
1992	-	-	0,60	-	0,60	-	0,60
1993	-	-	5,20	-	5,20	-	5,20
1994	-	-	1,30	-	1,30	-	1,30
Total à la fin de 1994	0,00	19,50	177,84	0,00	197,34	136,90	334,24
CANADA							
Total à la fin de 1987	28 004,91	2 251,45	543,64	12 528,00	43 328,00	57 945,12	101 273,12
Changements 1988	163,00	-51,00	2,50	58,00	172,50	-461,00	-288,50
Total à la fin de 1988	28 167,91	2 200,45	546,14	12 586,00	43 500,50	57 484,12	100 984,62
Additions projetées							
1989	450,00	30,00	4,60	881,00	1 365,60	1 056,00	2 421,60
1990	380,00	-	-	-	380,00	256,00	636,80
1991	550,00	158,00	1,40	1 762,00	2 471,40	1 590,00	4 061,40
1992	300,00	124,00	0,60	881,00	1 305,60	1 365,00	2 670,60
1993	600,00	422,00	5,20	-	1 027,20	-	1 027,20
1994	200,00	400,00	1,30	-	601,30	800,00	1 401,30
1995	533,00	50,00	-	-	583,00	1 517,00	2 100,00
1996	383,00	-	-	-	383,00	699,00	1 082,00
1997	150,00	700,00	-	-	850,00	614,00	1 464,00
1998	960,00	100,00	-	-	1 060,00	2 009,00	3 069,00
1999	360,00	300,00	-	-	660,00	1 504,00	2 164,00
2000	150,00	-	-	-	150,00	1 370,00	1 520,00
2001	-	-	-	-	0,00	1 740,00	1 740,00
2002	-	-	-	-	0,00	190,00	190,00
2003	-	-	-	-	0,00	424,00	424,00
2004	-	-	-	-	0,00	885,00	885,00
2005	500,00	54,00	-	-	554,00	359,00	913,00
2006	500,00	-	-	-	500,00	676,00	1 176,00
2007	500,00	54,00	-	-	554,00	-	554,00
2008	500,00	54,00	-	-	554,00	-	554,00
2010	-	54,00	-	-	54,00	-	54,00
2012	-	-	-	-	0,00	87,50	87,50
2013	-	-	-	-	0,00	262,50	262,50
Total à la fin de 2013	**35 183,91**	**4 700,45**	**559,24**	**16 110,00**	**56 553,60**	**74 888,92**	**131 442,52**

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1988 et projets pour 1989-2013

Province et centrale	Type*	Augmentations 1988	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
TERRE-NEUVE						
Holyrood1	V(m)	25	1988		I	
			1989	25	P	500
Stephenville	TG(m)		1991	54	P	108
Hardwoods	TG(m)		1991	54	P	108
Indéterminé	H		1992	31	P	31
Indéterminé	TG(m)		2005	54	P	
			2007	54	P	
			2008	54	P	
			2010	54	P	216
NOUVELLE-ÉCOSSE						
Point Aconi	V(c)		1993	150	P	
			1995	150	P	
			1997	150	P	450
Nouvelle unité	V(c)		1998	150	P	
			2000	150	P	300
Trenton	V(c)		1991	150	C	360
NOUVEAU-BRUNSWICK						
Belledune	V(c)		1993	450	P	
			1998	450	P	900
Grand Lake	V(c)		1994	200	P	285
Grand Manan	TG(m)		1989	30	C	30
Coleson Cove1	V(m)		1989	25	C	1 075
QUÉBEC						
La Forge-1	H		1995	5 x 136	P	
			1995	137	P	817
La Forge-2	H		1996	3 x 90	P	270
Manic-11	H		2003	134	P	318
Manic-21	H		2003	290	P	1 305
Manic-31	H		1997	2 x 285	P	1 753
Manic-51	H		1994	44	P	1 468
			1995	44	P	
			1996	44	P	
			1997	44	P	
LG-1	H		1994	4 x 109	P	
			1994	2 x 110	P	

[1] *Réévaluation des groupes existants.*

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1988 et projets pour 1989-2013 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations 1988	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
Québec (suite)						
			1995	4 x 109	P	
			1995	2 x 110	P	1 312
LG-2A	H		1991	2 x 317	P	
			1991	316	P	
			1992	2 x 317	P	
			1992	316	P	7 228
Ste-Marguerite-3	H		1998	2 x 411	P	822
Grande Baleine-1	H		1998	2 x 396	P	
			1998	395	P	
			1999	396	P	
			1999	395	P	1 978
Grande Baleine-2	H		2000	154	P	
			2000	2 x 153	P	460
Grande Baleine-3	H		1999	3 x 151	P	453
Ashuapmushuan-3	H		2001	3 x 110	P	330
Ashuapmushuan-4	H		2000	2 x 110	P	
			2002	110	P	330
Eastmain-1	H		2004	3 x 170	P	510
Quenonisca	H		2004	5 x 53	P	265
Groupes de pointe futurs	TG(d)		1992	124	P	
			1993	372	P	496
ONTARIO						
Darlington	N		1989	881	C	
			1991	2 x 881	C	
			1992	881	C	
	TG	52	1989		I	3 628
MANITOBA						
Limestone	H		1990	2 x 128	C	
			1991	5 x 128	C	
			1992	3 x 128	C	1 280
Conawapa	H		1999	2 x 130	P	
			2000	3 x 130	P	
			2001	5 x 130	P	1 300
Wuskwatim	H		2012	87,5	P	
			2013	3 x 87,5	P	350

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1988 et projets pour 1989-2013 (suite)

Province et centrale	Type[a]	Augmentations 1988	Année	Augmentations projetées	État[b]	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
SASKATCHEWAN						
Shand	V(c)		1992	300	C	300
Groupes de pointe futurs 1	TG(g)		1991	50	P	50
Groupes de pointe futurs 2	TG(g)		1993	50	P	50
Groupes de pointe futurs 3	TG(g)		1995	50	P	50
Projet hydraulique futur	H		1994	100	P	100
ALBERTA						
Genesee	V(c)		1989	400	C	
			1991	400	C	800
Sheerness	V(c)		1990	380	C	760
New Steam	V(c)		1995	383	P	
			1996	383	P	
			1998	360	P	
			1999	360	P	1 486
Gaz, groupe de pointe	TG		1994	4 x 100	P	
			1997	7 x 100	P	
			1998	100	P	
			1999	3 x 100	P	1 500
COLOMBIE-BRITANNIQUE						
Keenleyside	H		2001	2 x 80	P	
			2002	80	P	240
Peace Site C	H		2000	2 x 150	P	
			2001	4 x 150	P	900
Murphy Creek	H		2004	2 x 55	P	
	H		2005	2 x 55	P	
			2006	55	P	275
Hat Creek	V(c)		2005	500	P	
			2006	500	P	
			2007	500	P	
			2008	500	P	2 000

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1988 et projets pour 1989-2013 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations 1988	Année	Augmentations projetées	État*		Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)			(MW)
YUKON							
Dawson	CI			1993	1	P	4,4
McIntyre	H			1990	0,8	P	1,5
TERRITOIRES DU NORD-OUEST							
Divers	CI	2,5		1989	4,6	P	
				1991	1,4	P	
				1992	0,6	P	
				1993	4,2	P	
				1994	1,3	P	

* Légende :

H	Hydraulique	CI	Combustion interne
V(c)	Vapeur (charbon)	TG	Turbine à gaz
N	Nucléaire	I	Installée
P	Projetée	C	En chantier
TG(m)	Turbine à gaz (mazout)		
TG(g)	Turbine à gaz (gaz naturel)		
TG(d)	Turbine à gaz (diesel)		

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada

ANNEXE B

B1. **Chronologie de réalisations et d'événements dans le domaine de l'énergie électrique au Canada** **92**

B2. **Chronologie des interconnexions régionales** **97**

B1. Chronologie de réalisations et d'événements dans le domaine de l'énergie électrique au Canada

1846 Création de la Toronto, Hamilton, Niagara and St. Catharines Electro-Magnetic Telegraph Company.

1847 Création de la Montreal Telegraph Company avec les lignes reliant Québec à Toronto.

1858 Transmission d'un message de la reine Victoria au président des États-Unis, M. Buchanan, par le premier câble transatlantique reliant Valentia (Irlande) et White Sands (Terre-Neuve).

1873 À Winnipeg, de la lumière à arc sert à illuminer la façade de la Davis House.

1876 Alexander Graham Bell effectue le premier appel téléphonique interurbain de Paris (Ontario) à Brantford (Ontario), soit une distance totale de 218 km; l'énergie provenait de piles situées à Toronto.

1878 Robert McMicking commence à expérimenter l'éclairage électrique de rues à Victoria.

1878 Création à Montréal de l'American Electric and Illuminating Company, première société canadienne d'éclairage électrique.

1879 Lancement de la British Columbia Electric Railway.

1879 Démonstration de l'utilisation de la lumière électrique dans le restaurant de McConkey à Toronto.

1881 Construction à Toronto du premier générateur électrique par J.J. White. T. Eaton en est le premier client.

1881 Ahearn & Soper d'Ottawa introduise la lumière électrique dans l'industrie.

1882 Construction sur les chutes de la Chaudière, sur la rivière des Outaouais, de l'une des premières centrales hydro-électriques en Amérique du Nord.

1882 Création, par F. Nicholls, de la Toronto Electric Supply Company (précurseur de la Canadian General Electric).

1883 Lancement à la Canadian Cottons de Cornwall (Ontario) de la première usine d'éclairage électrique au Canada, par Thomas Edison.

1883 Construction par J.J. Wright du premier chemin de fer électrique de Toronto.

1883 Installation à Hamilton (Ontario) des premiers éclairages publics au Canada.

1884 Création à Pembroke (Ontario) par R.B. McAllister du premier service public d'électricité au Canada.

1884 Installation à Montréal et à Toronto de systèmes d'éclairage électrique public.

1885 Mise en service à Toronto du premier tramway électrique canadien.

1885 Production d'électricité par la St. John's Electric Light Company pour l'éclairage public et commercial.

1886 Création de la Victoria Electric Lighting Company (qui deviendra la B.C. Electric puis la B.C. Hydro).

1887 Construction d'une usine hydro-électrique à Twelve Mile Creek, près de Welland (Ontario).

1887 L'ingénieur canadien Sir Sandford Fleming termine la réalisation du Pacifique Cable, câble de télégraphe sous-marin reliant le Canada et l'Australie.

1889 Alimentation à l'électricité d'une scierie de Calgary; éclairage électrique à Calgary, Brandon et Winnipeg.

1890 Éclairage électrique à Regina, Kenora, Portage la Prairie et Moosejaw.

1891 Création de l'Association canadienne de l'électricité.

1891 La Edmonton Electric Light & Power Company entre en exploitation.

1892 Constitution en société de la Canadian General Electric.

1892 Aménagement sur le canal Lachine de la première usine hydro-électrique de Montréal.

1892 Constitution en société de la Canadian Niagara Power Company.

1892 Mise au point, par Thomas L. "Carbide" Willson de Woodstock (Ontario), du procédé de fabrication de carbure de calcium dans un four électrique.

1896 Marconi demande un brevet pour lancer la télégraphie sans fil.

1897 Alimentation de l'éclairage public de Québec par l'énergie hydro-électrique des chutes Montmorency.

1897 Établissement à Hamilton de la filiale canadienne de Westinghouse.

1897 Transport d'énergie par la première ligne de transport sous haute tension (11 kV) reliant St-Narcisse et Trois-Rivières (Québec) sur une distance de 29 km.

1898 Constitution en société, au Québec, de la Shawinigan Water and Power Company.

1898 Production de 15 MW à Chambly par la Royal Electric pour transport sur 26 km jusqu'à Montréal.

1900 Toutes les provinces sauf l'Île-du-Prince-Édouard et la Saskatchewan sont alimentées en énergie hydro-électrique.

1900 Création de la Montreal Light, Heat & Power Company.

1900 La capacité hydro-électrique installée du Canada atteint 133 MW.

1901 Création de la Yukon Electrical Company Limited.

1901 Démonstration par Marconi de la télégraphie sans fil au-dessus de l'Atlantique à partir de Terre-Neuve.

1902 La Edmonton Electric Light & Power Company devient service public municipal.

1902 Production par une aluminerie de Shawinigan de conducteurs pour la ligne de transport Shawinigan-Montréal.

1903 La Shawinigan Water & Power installe le premier générateur au monde (5 000 ch.) et transporte de l'énergie sur la ligne la plus longue du monde, soit 136 km jusqu'à Montréal et ce, à l'échelon de tension 50 kV, un record mondial.

1904 Premier échange important d'énergie avec les États-Unis à Niagara Falls.

1905 Création d'Ontario Hydro.

1906 Transport d'énergie hydro-électrique sur 96 km de la rivière Winnipeg jusqu'à Winnipeg.

1910 La capacité hydro-électrique installée au Canada atteint 700 MW.

1910 Construction de la première ligne de transport à 110 kV de Niagara Falls jusqu'à Dundas (Ontario).

1910 Établissement de la Quebec Streams Commission.

1911 Incorporation le 17 mars de la Calgary Power Co. Ltd.

1918 Création de la New Brunswick Electric Power Commission.

1918 Établissement de la Maritime Electric Company.

1919 Ernest Rutherford de l'Université McGill réalise la fission de l'atome.

1919 Établissement de la Manitoba Power Commission.

1919 Établissement de la Nova Scotia Power Commission.

1921 Mise en service près de Niagara Falls de la centrale Sir Adam Beck No. 1, la plus grande au monde à l'époque. En 1924, la capacité installée totale atteint 528 MW.

1924 Création de la Newfoundland Light & Power Company.

1928 Le premier turbo-générateur de 3 600 tours-minute (actionné à la vapeur), d'une puissance de 10 000 kW, est installé à la centrale thermique de Rossdale, propriété d'Edmonton Power.

1929 Création de la Saskatchewan Power Commission.

1930 La capacité installée du Canada atteint 4 700 MW.

1940 L'Association canadienne des normes devient l'entité responsable quant à l'examen et l'approbation de l'équipement électrique.

1944 Création d'Hydro-Québec; acquisition des installations de la Montreal Light, Heat and Power Company.

1948 Création de la Commission d'énergie du Nord canadien.

1949 La Commission hydro-électrique du Manitoba voit le jour.

1951 Installation de la première centrale thermique de 100 MW.

1954 Création de la Newfoundland and Labrador Hydro.

1956 Mise sous tension des premières lignes à 315 kV pour transporter l'énergie de Bersimis 1 dans le nord-est du Québec jusqu'à Québec et Montréal.

1956 La première interconnexion entre le Manitoba et l'Ontario entre en service et favorise les échanges d'énergie. La ligne de transport d'électricité de Seven Sisters-Kenora relie la partie nord-ouest du réseau d'Ontario Hydro à la partie sud-est du réseau de la Manitoba Hydro.

1957 L'Edmonton Power est le premier service d'électricité canadien à utiliser, à haut voltage (72 kV) et à haute pression, des câbles isolés à l'huile.

1957 Mise en service près des chutes du Niagara de la première centrale de pompage canadienne (capacité de 177 MW).

1958 Installation par la Great Lakes Power Company d'une turbine Kaplan à pales orientables avec la plus forte hauteur de chute (34 m) en Amérique du Nord.

1960 Installation à Beauharnois (Québec) de la première centrale de plus de 1 000 MW. En 1986, la capacité installée de cette centrale atteignait 1 639 MW.

1961 La centrale thermique (300 MW) Lakeview, propriété d'Ontario Hydro, entre en service. À l'époque, elle était la plus importante centrale thermique canadienne en opération.

1962 Installation par la Saskatchewan Power du premier réseau souterrain de distribution résidentielle à 25 kV.

1962 Acquisition de la B.C. Electric company par la B.C. Hydro.

1963 Acquisition par Hydro-Québec de compagnies d'électricité, y compris la Shawinigan Water & Power.

1963 La ratification du traité du fleuve Columbia par le Canada et les États-Unis permet à la B.C. Hydro d'entreprendre la construction des barrages Duncan, Keenleyside et Mica.

1965 Mise sous tension de la première ligne de transport à 735 kV reliant le complexe Manicouagan-Outardes et les centres de consommation du Québec. À l'époque, c'était la plus haute tension de courant alternatif en usage commercial au monde.

1966 Début, dans le nord du Manitoba, du harnachement du potentiel hydro-électrique du fleuve Nelson.

1967 Mise en service à Douglas Point (Ontario) de la première centrale nucléaire commerciale (220 MW) CANDU.

1967 Achèvement par Ontario Hydro d'une ligne de transport à 500 kV de 696 km, des centrales Mattagami-Abitibi jusqu'à Toronto.

1968 Transport d'énergie de la rivière de la Paix jusqu'au sud de l'intérieur de la Colombie-Britannique au moyen d'un ligne de 918 km à 500 kV.

1968 Mise en service de la première ligne canadienne de transport en courant continu à 260 kV entre l'île de Vancouver et le continent.

1969 Mise en service de la première tranche de 500 MW de la centrale thermique de Lambton (Ontario).

1971 Mise en service des deux premières de quatre tranches de 542 MW à la centrale nucléaire de Pickering (Ontario).

1971 Mise en service des deux premiers groupes (500 MW et 475 MW) de la centrale hydro-électrique de Churchill Falls, au Labrador.

1971 La société Alberta Power devient la compagnie mère de la Canadian Utilities Limited et prend en charge les opérations électriques de cette dernière.

1972 Mise en service du poste convertisseur onduleur en courant continu à haute tension (CCHT) et à semi-conducteurs le plus grand au monde (320 MW) à Eel River (Nouveau-Brunswick).

1972 Mise en service commercial d'un réseau de transport à 450 kV (CCHT) sur longue distance (880 km) entre le fleuve Nelson et Winnipeg.

1973 La Nova Scotia Power Commission devient la Nova Scotia Power Corporation avec la fusion de la Nova Scotia Light & Power Company.

1974 Achèvement de la centrale de Churchill Falls (situé au Labrador) d'une capacité totale de 5 429 MW.

1974 La centrale hydro-électrique Kettle d'une capacité de 1 272 MW, la première centrale à être construite par la Manitoba Hydro sur le cours inférieur de la rivière Nelson, entre en service.

1976 Début des travaux de la première tranche (825 MW) du complexe nucléaire de Bruce. (La capacité totale du complexe est maintenant de 6 600 MW.)

1978 Mise en service de l'interconnexion Nouveau-Brunswick/Île-du-Prince-Édouard par câble sous-marin 100 MW.

1979 Mise en service des quatre premiers groupes de 333 MW de la centrale hydro-électrique LG2 (Baie James) d'Hydro-Québec. (La capacité totale de la centrale, atteinte en 1981, est de 5 328 MW.)

1983 Mise en service par la B.C. Hydro de la première ligne sous-marine à 500 kV (à courant continu) reliant la terre ferme à l'île de Vancouver. La seconde ligne a été mise en service en 1985. Chaque ligne couvre une distance de 69 km : 32 km aérien et 37 km sous l'eau.

1983 Mise au point par Ontario Hydro d'un procédé visant à éliminer les BPC des huiles minérales.

1983 Mise en service par Énergie N.-B. de la tranche n° 1 (680 MW) de la centrale nucléaire de Point Lepreau (Nouveau-Brunswick).

1984 Mise en service par la Nova Scotia Power de la première centrale marémotrice en Amérique du Nord à Annapolis Royal (Nouvelle-Écosse).

1986 Mise en service par la B.C. Hydro et la TransAlta Utilities de l'interconnexion à 500 kV.

1986 Mise en service à Pickering B de la dernière unité (unité 8) nucléaire d'Ontario Hydro.

1987 Création de la Yukon Energy Corporation.

1988 La SaskPower complète la ligne de transport Athabasca, la plus longue de son réseau. D'une longueur totale de 355 km, cette ligne à 115 kV s'étend d'Uranium City à Rabbit Lake.

1988 Création de la Northwest Territories Power Corporation.

B2. Chronologie des interconnexions régionales

Interconnexion	Tension (kV)	Mise en service
Québec-Ontario	230	1928
Québec-Ontario	115	1930 (1)
Québec-Ontario	230	1932
Québec-Ontario	115	1933 (1)
Québec-Ontario	115	1940 (1)
Québec-Ontario	230	1941
Québec-Ontario	115	1942
Québec-Ontario	115	1949
Québec-Ontario	115	1949
Manitoba-Ontario	115	1956 (2)
Manitoba-Saskatchewan	230	1960 (3)
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	138	1961
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	138	1965
Québec/Nouveau-Brunswick	69	1965
Québec-Ontario	115	1966
Québec-Ontario	115	1966
Ouest de l'Ontario-Est de l'Ontario	230	1969
Labrador-Québec	735	1971
Labrador-Québec	735	1972
Ouest de l'Ontario-Est de l'Ontario	230	1972
Manitoba-Saskatchewan	230	1972
Manitoba-Ontario	230	1972
Québec/Nouveau-Brunswick	±80 (CC)	1972
Québec/Nouveau-Brunswick	230	1972
Manitoba-Ontario	230	1973
Labrador-Québec	735	1973
Alberta/Colombie-Britannique	138	1973
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	345	1976 (4)
Nouveau-Brunswick/Î.-P.-É.	138	1977 (5)
Nouveau-Brunswick/Î.-P.-É.	138	1977 (5)
Manitoba-Saskatchewan	230	1979
Manitoba-Saskatchewan	110	1981 (6)
Manitoba-Saskatchewan	110	1981 (6)
Alberta/Colombie-Britannique	500	1985
Québec/Nouveau-Brunswick	±80 (CC)	1985
Québec/Nouveau-Brunswick	345	1985

Notes :(1) 230 kV en construction.
(2) Construite en 1931; interconnectée en 1956.
(3) Exploitée à 138 kV jusqu'en 1968.
(4) Exploitée à 138 kV jusqu'en 1979.
(5) Câble sous-marin.
(6) Construites en 1930, elles furent achetées de la Churchill River Power Company en 1981, par la SaskPower.

Toutes les interconnexions sont en courant alternatif (CA), sauf les installations Québec/Nouveau-Brunswick qui sont en courant continu (CC).
Toutes les interconnexions Québec-Ontario et les deux interconnexions Québec/Nouveau-Brunswick en courant alternatif sont des liaisons de sous-station (en ce sens qu'elles ne sont pas reliées à l'ensemble du réseau, mais à une section isolée de ce réseau).

ANNEXE C

C1. Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada 99

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada*

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
TERRE-NEUVE				
Gull Island	1 698	1 698	1 698	76
Muskrat Falls	618	618	618	87
Lobstick	160	160	-	71
Pinware	77	77	-	67
Alexis	98	98	-	72
Paradise (Lab.)	89	89	-	66
Minipi	255	255	-	76
Fig	204	204	-	77
Rivière Eagle	661	661	-	71
Naskaupi	290	290	-	73
Kaniriktok	394	394	-	75
Granite Canal	31	31	31	80
Island Pond	30	30	30	70
Round Pond	18	18	18	84
Total partiel	**4 623**	**4 623**	**2 395**	
AUTRES SITES				
10 MW	186	-	-	61
<10 MW	392	-	-	61
TOTAL	**5 201**	**4 623**	**2 395**	
NOUVELLE-ÉCOSSE				
10 MW	75	75	-	28
<10 MW	15	15	-	54
Total partiel	**90**	**90**	**-**	
MARÉMOTEUR				
Bassin Cumberland	1 428	1 428	-	26
Bassin Minas	5 338	5 338	-	31
Baie Shepody	1 643	1 643	-	25
TOTAL	**8 499**	**8 499**	**-**	
NOUVEAU-BRUNSWICK				
Grand Falls (Sur.)	300	300	300	21
Morrill	140	140	140	35
Rivière Green	160	160	-	7
Autres sites	340	-	-	61
TOTAL	**940**	**600**	**440**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
QUÉBEC				
LG-1	1 312	1 312	1 312	64
Laforge-1	817	817	817	59
Brisay	382	382	382	68
Eastmain-1	510	510	510	63
Eastmain-2	200	200	-	74
Ste-Marguerite	822	822	822	58
Grande Baleine	2 891	2 891	2 891	60
Ashuapmushuan	776	550	550	75
NBR	8 700	8 700	8 700	61
Nastapoca	768	768	-	59
Sakami	187	187	-	79
La Romaine	1 710	1 710	1 710	59
Laforge-2	270	270	270	72
Haut St-Maurice	700	700	-	64
Matawin	212	212	-	75
Outaouais Sup.	281	281	-	45
Rapide-Manigance	78	78	-	88
Temiscamingue	195	195	-	53
Toulnoustouc	71	71	-	48
Aguanus	329	329	-	79
Magpie	354	354	-	79
Moisie	1 014	1 014	-	79
Musquaro	86	86	-	78
Natashquan	703	703	-	79
Olomane	300	300	-	80
Petit-Mecatina	1 754	1 754	-	59
St-Augustin	66	66	-	59
St-Paul	157	157	-	53
À-la-Baleine	807	807	-	78
Arnaud-Payne	592	592	-	67
Aux-Feuilles	711	711	-	80
Caniapiscau	2 240	2 240	-	81
Eau-Claire	321	321	-	60
George	2 826	2 826	-	80
Harricana	1 032	1 032	-	80
Archipel	418	418	-	93
Autres sites retenus	5 200	5 200	-	61
AUTRES SITES	4 800	-	-	61
Total partiel	**44 592**	**39 566**	**17 964**	
MARÉMOTEUR	26 416	-	-	25
TOTAL	**71 008**	**39 566**	**17 964**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ONTARIO				
Long-Sault Rapids	52	52	52	52
Abitibi Canyon (Sur.)	463	463	463	3
Newpost Creek	26	26	-	77
Otter Rapids (Sur.)	174	174	174	3
Nine Mile Rapids	295	295	295	28
Sand Rapids	131	131	-	31
Allan Rapids	131	131	-	31
Ear Falls (Sur.)	15	15	15	37
Maynard Falls	51	51	51	52
Little Jackfish	132	132	132	49
Highland Falls	94	94	-	18
Farm Rapids	13	13	-	52
Coral Rapids	192	192	-	19
Blacksmith Rapids	140	140	-	30
Upper Ten Mile Rapids	16	16	-	67
Yellow Falls	54	54	54	26
Cypress Falls	42	42	42	29
Little Long (Sur.)	61	61	61	13
Smoky Falls (Réam.)	182	182	182	32
Harmon (Sur.)	68	68	68	16
Kipling (Sur.)	68	68	68	16
Grand Rapids	174	174	174	41
Thunderhouse Falls	42	42	-	48
Long Rapids	126	126	-	44
Mileage 66	81	81	-	40
Mileage 25	80	80	-	40
Patten Post	250	250	250	17
Ragged Chute (Réam.)	98	98	98	21
Grey Goose	140	140	140	48
Renison	135	135	135	47
Adam Beck (Sur.)	550	550	550	30
Paquette Rapids	29	29	-	89
Manitou Falls	58	58	-	17
Marathon	65	65	-	18
Spanish Site 4	80	80	-	38
Spanish Site 1	40	40	-	38

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ONTARIO (suite)				
Denison Falls	36	36	-	29
Chicagouse Falls	28	28	-	38
Lower Ten Mile Rapids	19	19	-	67
Umbata Falls	51	51	-	40
Chigamiwingum Falls	57	57	-	41
Matabitchuan (Réam.)	73	73	-	12
Alexander (Sur.)	19	19	-	11
Cameron (Sur.)	18	18	-	11
Pine Portage (Sur.)	28	28	-	4
Chat Falls (Sur.)	20	20	-	23
Chenaux (Sur.)	196	196	-	5
Des Joachims (Sur.)	348	348	-	5
Otto Holden (Sur.)	203	203	-	3
Chutes Chaudière (Réam.)	72	72	-	66
Lac Témiscamingue	24	24	-	73
Total partiel	**5 540**	**5 540**	**3 004**	
AUTRES SITES				
10 MW	5 480	5 480	360	52
<10 MW	1 365	1 365	660	66
TOTAL	**12 385**	**12 385**	**4 024**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
MANITOBA				
Conawapa	1 240	1 240	1 240	64
Gillam Island	1 000	1 000	1 000	65
Gull	650	650	650	64
Birthday	450	450	450	69
Red Rock	220	220	220	67
Whitemud	280	280	280	61
Granville Falls	150	150	150	61
First Rapids	190	190	190	78
Manasan	260	260	260	70
Wuskwatim	330	330	330	69
Notigi	100	100	100	68
Kelsey (Sur.)	220	220	220	26
Total partiel	**5 090**	**5 090**	**5 090**	
AUTRES SITES				
10 MW	3 000	-	-	61
<10 MW	100	-	-	61
TOTAL	**8 190**	**5 090**	**5 090**	
SASKATCHEWAN				
Island Falls (Sur.)	100	100	35	70
Wintego	285	285	285	60
Choiceland	150	150	150	40
Forks	400	400	400	40
Total partiel	935	935	870	
AUTRES SITES	1 254	-	-	60
TOTAL	**2 189**	**935**	**870**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ALBERTA				
Berland	71	71	-	61
McLeod	36	36	-	61
McLeod Valley	22	22	-	61
Pembina	12	12	-	61
Cardinal	3	3	-	61
Elk	25	25	-	61
Frontal	19	19	-	61
Isaak	18	18	-	61
Job	4	4	-	61
Olympus	11	11	-	61
Race	8	8	-	61
Southesk Diversion	21	21	-	61
Strike	27	27	-	61
Thistle	25	25	-	61
Thunder	19	19	-	61
Horseguard	1	1	-	61
Brazeau Forks	88	88	-	61
Carvel	135	135	-	61
Chambers Creek	47	47	-	61
Drayton Valley	162	162	-	61
Gap	91	91	-	61
Hairy Hill	182	182	-	61
Phoenix	80	80	-	61
Ramparts	122	122	-	61
Rocky Mountain	49	49	-	61
Shunda	48	48	-	61
Whirlpool	10	10	-	61
Magnolia	7	7	-	61
Vermillion	12	12	-	61
Carcajou	1 329	1 329	-	61
Dunvegan	256	256	256	61
Mile 232	898	898	-	61
Mile 251	1 011	1 011	-	61
Vermillion Chutes	75	75	-	61
18th Baseline	210	210	-	61
19th Baseline	337	337	-	61
Bolton	124	124	-	61
Cutbank	174	174	-	61
Kakwa	346	346	-	61
Meander	292	292	-	61
Peace River	253	253	-	61
Sulphur	84	84	-	61

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
ALBERTA (suite)				
Wapiti	228	228	-	61
Watino	346	346	-	61
West Watino	318	318	-	61
Dickson	7	7	-	61
Raven Dam Site	7	7	-	61
Alternative 4	1 667	1 667	1 667	61
Bassano	1	1	-	61
Cochrane	19	19	-	61
Dalemead	112	112	-	61
Eyremore	17	17	-	61
Glenbow	29	29	-	61
Lac des Arcs	15	15	-	61
Radnor	21	21	-	61
Russell	41	41	-	61
Shepard	78	78	-	61
Castle Site (1978)	7	7	-	61
Brocket	14	14	-	61
Fort MacLeod	7	7	-	61
Three Rivers	25	25	-	61
Meridan	45	45	-	61
Rapid Narrows	14	14	-	61
Total partiel	**9 762**	**9 762**	**1 923**	
AUTRES POTENTIELS	9 051	-	-	61
TOTAL	**18 813**	**9 762**	**1 923**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
COLOMBIE-BRITANNIQUE				
Peace Site C	900	900	900	60
Keenleyside	240	240	240	55
Murphy Creek	275	275	275	60
Stikine-Iskut	2 900	2 900	2 900	61
Liard River	4 318	4 318	3 190	66
Falls River (Réam.)	15	15	15	36
Seven Mile Unit 4	202	202	202	16
Homathko	895	895	710	55
Elaho	340	340	340	70
Border	250	250	250	74
McGregor Lower Canyon	360	360	360	62
Kemano Completion	520	520	520	60
Waneta (Sur.)	380	380	380	28
Brilliant (Sur.)	150	150	150	44
Shuswap	55	55	55	89
Beatrice Lake	31	31	31	68
Goat River	12	12	12	26
Peace Site E	600	600	-	53
Skeena	1 300	1 300	-	53
Yukon-Taku	3 700	3 700	-	67
Thorsen Creek	3	3	-	53
Duncan	25	25	25	48
AUTRES SITES	14 969	-	-	61
Total partiel	**32 440**	**17 471**	**10 555**	
MARÉMOTEUR				
Observation Inlet	660	660	-	35
Sechelt Inlet	54	54	-	35
TOTAL	**33 154**	**18 185**	**10 555**	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
YUKON				
Mid Yukon	480	480	-	66
Hootalinqua	259	259	-	75
Wolverine	476	476	-	75
Detour Canyon	100	100	-	60
High Granite (III)	414	254	-	75
Braden Canyon	150	150	-	60
Big Salmon River	301	301	-	75
Bell-Porcupine	110	110	-	60
Frances, Upper Canyon	58	-	-	60
Frances, False Canyon	170	58	58	60
Frances, Lower Canyon	80	75	75	60
Liard Basin	244	244	-	60
Liard Canyon	90	90	90	60
Aberdeen Falls	300	300	-	60
Bonnet Plumi	198	198	-	65
Porcupine Canyon	190	190	-	65
Porcupine (Détour.)	1 241	1 241	-	65
Porcupine-Stewart	83	83	-	60
Slate Rapids	42	42	42	60
Fraser Falls	300	300	-	60
Independence	450	450	-	60
Hoole Canyon	40	40	40	60
Hoole River	15	15	15	60
Ross Canyon	30	30	30	60
Primrose	30	30	-	60
Five Finger Rapids	455	150	-	75
Yukon-Taku	3 692	1 500	-	85
Yukon-Yaiga	4 050	2 000	-	85
Pelly Basin	160	160	-	60
Steward Basin	150	150	-	60
Upper Canyon-White	16	16	-	60
Lower Canyon-White	16	16	-	60
Kluane Canyon	17	17	-	60
Britannia	459	459	-	75
Tatshenshine (I&II)	160	160	-	60
Donjek	43	43	-	60
Bates Canyon	110	110	-	60
Peel (Détour.)	755	755	-	65
Ogilvie	896	896	-	75
Dawson	571	571	-	75
Boundary	1 006	1 006	-	75

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
YUKON (suite)				
NWPI	55	55	-	60
Yukon Basin River	121	121	-	60
Total partiel	**18 583**	**13 701**	**350**	
AUTRES SITES	-	-	-	
TOTAL	**18 583**	**13 701**	**350**	
T. N.-O.				
Anderson	160	160	-	60
Back	2073	2073	1162	60
Burnside	525	525	-	60
Camsell	29	29	-	60
Coppermine	279	279	149	60
Dubawnt River	178	178	-	60
Ferguson	16	16	-	60
Great Bear 1	438	438	204	60
Great Bear 2	414	414	-	60
Hornaday	91	91	-	60
Horton	115	115	-	60
Hayes	120	120	-	60
Hood	52	52	-	60
Kakisa	21	21	13	60
Kasan	64	64	-	60
Maguse	39	39	-	60
Nahanni/Virginia	232	232	216	60
Nahanni	339	339	-	60
Flat	18	18	-	60
Lockhart	387	387	126	60
Pikes Portage	148	148	126	60
Quoich	207	207	-	60
Tha-Anne	41	41	-	60
Taltson	113	113	34	60
Tazin	15	15	-	60
Thelon	188	188	34	60
Thlewiaza	73	73	-	60
Trout	10	10	6	60
Slave	1 130	1 130	370	60
Sylvia Grinnell	86	86	6	60

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut[1] (MW)	Potentiel aménageable[2] (MW)	Potentiel envisagé[3] (MW)	Facteur d'utilisation** (%)
T. N.-O. (suite)				
Snowdrift	6	6	-	60
Arctic Red	80	80	-	60
Peel	200	200	-	60
Rat	450	450	-	60
Keele	75	75	-	60
Mountain	70	70	-	60
Root	55	55	-	60
Redstone	135	135	-	60
Dahadinni	160	160	-	60
Willow Lake	20	20	-	60
La Martre	27	27	27	60
Armshow	20	20	-	60
Anna Maria Port	7	7	-	60
Ward Inlet	15	15	-	60
Petitot	27	27	-	60
Hanbury	246	246	-	60
Prince	4	4	-	60
Maguse	3	3	-	60
Total partiel	**9 201**	**9 201**	**2 473**	
AUTRES SITES	28	-	-	60
TOTAL	**9 229**	**9 201**	**2 473**	
CANADA TOTAL	**188 191**	**122 467**	**46 084**	

* *Estimé.*

1 *Potentiel brut : Les ressources brutes totales qui pourraient être mises en valeur en l'absence de contraintes techniques, économiques ou environnementales (on ne tient pas compte des sites déjà mis en valeur ou en construction).*

2 *Potentiel aménageable : Potentiel brut moins les sites qui ne seront peut-être pas mis en valeur pour des raisons techniques.*

3 *Potentiel envisagé : Potentiel aménageable moins les sites qui ne seront peut-être pas aménagés pour des raisons environnementales ou économiques. Le potentiel envisagé regroupe donc tous les sites susceptibles d'être aménagés dans l'avenir.*

** *Les facteurs de capacité ont été arrondis; il s'agit même parfois d'estimations fondées sur une répartition de 61 % d'origine hydraulique et de 25 % d'origine marémotrice.*

Sur. Suréquipement.

Réam. Réaménagement.

Source : Services publics canadiens et Énergie, Mines et Ressources Canada

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

British Thermal Unit (BTu) : unité servant à mesurer la quantité de chaleur nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit la température d'une livre d'eau.

Capacité : dans l'industrie de l'énergie électrique, ce mot a deux significations :

1. Puissance du réseau : la capacité maximale de livraison d'énergie d'un réseau. Par exemple, un service public peut avoir une capacité nominale de 5 000 mégawatts, ou encore il peut vendre 50 mégawatts de capacité (c'est-à-dire de puissance).

2. La puissance de transport de l'équipement : la quantité maximale de puissance qu'une certaine pièce de matériel est capable de transporter. Par exemple, une unité de production d'électricité pourrait avoir une capacité nominale de 50 mégawatts.

Capacité génératrice de réserve : capacité supplémentaire requise dans un réseau d'électricité, en sus de la charge de pointe prévue. Une telle réserve est requise pour deux raisons principales : en cas de panne imprévue du matériel électrogène, et au cas où la charge de pointe réelle serait supérieure aux prévisions.

Capacité installée : capacité mesurée aux bornes de sortie de tous les groupes électriques d'une centrale, sans déduction des besoins de service de celle-ci.

Charge : quantité de puissance ou d'énergie électrique consommée par un client particulier ou par un groupe de clients.

Charge de base : charge minimale constante sur une période donnée.

Consommation : quantité d'énergie électrique utilisée, habituellement mesurée en kilowattheures.

Courant : flux d'électricité dans un conducteur. Le courant est mesuré en ampères.

Courant alternatif (CA) : courant qui alterne périodiquement de sens. En Amérique du Nord, la norme du courant alternatif est de 60 cycles complets par seconde. On dit d'un tel courant électrique qu'il a une fréquence de 60 hertz. Le courant alternatif est utilisé universellement dans les réseaux d'électricité, car son transport et sa distribution sont bien plus économiques que ceux du courant continu.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

Courant continu (CC) : courant qui circule constamment dans la même direction (par opposition au courant alternatif). Une pile fournit du courant continu.

Demande de pointe : charge maximale consommée par un client, un groupe de clients ou un réseau pendant une période fixe telle un mois ou un an. Il peut s'agir de la charge maximale instantanée ou, de façon plus habituelle, de la charge moyenne sur un intervalle court, une heure par exemple. Exprimée normalement en kilowatts ou en mégawatts.

Énergie d'économie : énergie vendue par un service d'électricité à un autre, pour économiser sur des coûts de production, lorsque l'acheteur dispose d'une capacité suffisante pour fournir les charges de son propre réseau.

Énergie électrique : quantité d'électricité livrée sur une période donnée. Le kilowattheure (kW.h) est l'unité de mesure généralement utilisée.

Énergie interruptible : énergie disponible en vertu d'une entente qui autorise la diminution ou l'interruption de la livraison au gré du fournisseur.

Énergie nucléaire : énergie produite dans une centrale où la vapeur actionnant les turbines provient de la chaleur dégagée par la fission atomique et non de la combustion de produits tels le charbon, le mazout ou le gaz naturel.

Exportations nettes : total des exportations moins total des importations.

Facteur de capacité : indifféremment de la pièce de matériel, rapport de la charge moyenne pour une période donnée sur la capacité nominale.

Facteur de charge : coefficient de la charge moyenne pendant une période donnée sur la charge de pointe maximale au cours de la même période (habituellement exprimé en pourcentage).

Frais liés à la demande : prix de l'électricité établi d'après la demande la plus élevée d'un client au cours d'une période déterminée, habituellement un mois, indépendamment de la quantité d'énergie consommée (par exemple, 2 $ le kilowatt par mois). Les frais liés à l'énergie constituent un autre type de facturation.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

Frais liés à l'énergie : prix de l'électricité établi d'après la quantité d'énergie utilisée (par exemple, 20 mils le kW.h). Les frais liés à la demande sont un autre mode de facturation.

Fréquence : nombre de cycles qu'effectue le courant alternatif en une seconde. La norme nord-américaine est de 60 cycles par seconde ou de 60 hertz.

Gigawatt (GW) : un milliard de watts; un million de kilowatts (voir Watt).

Gigawattheure (GW.h) : unité d'énergie qui équivaut à un million de kilowattheures ou à un milliard de wattheures.

Hertz (Hz) : unité de fréquence pour le courant alternatif, anciennement appelée cycles par seconde. La fréquence normalisée pour l'alimentation électrique en Amérique du Nord est de 60 hertz.

Indice des prix à la consommation (IPC) : l'évolution en pourcentage, sur une période donnée, du coût d'achat d'un " panier ", ensemble constant de biens et de services. Ce panier se compose d'articles pour lesquels il existe en permanence des prix mesurables, de sorte que les variations de coût de l'ensemble sont strictement attribuables aux fluctuations des prix.

Joule : unité internationale de mesure de l'énergie produite par une puissance d'un watt pendant une seconde. Le joule est une très petite unité; un kilowattheure représente environ 3,6 millions de joules.

Kilovolt (kV) : mille volts.

Kilowatt (kW) : unité commerciale d'énergie électrique égalant 1 000 watts, soit la quantité d'énergie requise pour allumer 10 ampoules électriques de 100 watts.

Kilowattheure (kW.h) : unité commerciale d'énergie électrique égalant 1 000 wattheures, soit la quantité d'électricité consommée par 10 ampoules électriques de 100 watts pendant une heure. Un kilowattheure est égal à 3,6 millions de joules.

Mégawatt (MW) : unité de puissance égale à 1 000 kilowatts.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

Mégawattheure (MW.h) : unité de puissance égale à 1 000 kilowattheures.

Mil : un millième de dollar.

Production classique : électricité d'une centrale où la force motrice est de la vapeur d'eau ou des gaz d'échappement produits à partir de combustibles fossiles.

Production mixte : production combinée d'électricité et d'énergie thermique. Ce système offre de grandes possibilités dans les industries où une forte demande d'électricité est associée à une forte demande de vapeur.

Produit intérieur brut (PIB) : la valeur totale des biens et des services produits au Canada. Le PIB mesuré en dollars constants se définit comme le PIB réel.

Puissance : taux de livraison de l'énergie électrique et unité de mesure de la capacité. L'unité de base est le kilowatt (kW).

Puissance garantie : puissance électrique disponible à tout moment pendant la période de l'entente.

Réseau d'électricité : toutes les installations interconnectées d'un service d'électricité : centrales, transformateurs, lignes de transport et de distribution et tous les éléments de sécurité nécessaires pour assurer le service aux clients.

Réseau : réseau de conducteurs et de connexions.

Source d'énergie : source primaire dont la puissance sera convertie en électricité. Les sources d'énergie comprennent, entre autres, le charbon, le pétrole et ses dérivés, le gaz, l'eau, l'uranium, les énergies éolienne, solaire et géothermique.

Source d'énergie primaire : source d'énergie à partir de laquelle l'électricité est produite, par exemple les chutes d'eau, l'uranium (par fission nucléaire), le charbon, le mazout, le gaz naturel, le vent, l'énergie marémotrice.

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

Tension : force électrique ou différence de potentiel qui provoque un débit de courant dans un circuit (tout comme la pression provoque le débit de l'eau dans un tuyau). La tension est mesurée en volts (V) ou en kilovolts (kV). Un kilovolt est égal à 1 000 volts.

Térawattheure (TW.h) : un milliard de kilowattheures.

Watt : unité scientifique de puissance électrique correspondant à la consommation d'un joule par seconde. Une ampoule électrique ordinaire a une valeur nominale de 25, de 40, de 60 ou de 100 watts, ce qui signifie qu'elle consomme cette quantité de puissance lorsqu'elle éclaire. Un cheval vapeur impérial (HP) est égal à 746 watts.